

PARECER DA ERSE

**SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO
SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE
TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL**

Abril de 2017

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

Correspondendo ao solicitado pelo Gabinete do Senhor Secretário de Estado da Energia, em 4 de abril, sobre o Projeto de Lei n.º 477/XIII/2.^a, do Grupo Parlamentar do Bloco de Esquerda, que promove a separação da atividade de gestão técnica do sistema elétrico e do sistema de gás natural relativamente às atividades de transporte de energia elétrica e de gás natural, respetivamente, a ERSE emite o seguinte parecer.

1 INTRODUÇÃO

O projeto de diploma enviado à ERSE para Parecer altera a legislação básica do setor elétrico¹ e do setor do gás natural². O objetivo da presente alteração é a separação da atividade de gestão técnica do sistema elétrico e do sistema de gás natural relativamente às atividades de transporte de energia elétrica e de gás natural, respetivamente. Adicionalmente, o projeto de lei procede à integração do planeamento da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND-E) e da Rede Nacional de Distribuição de gás natural (RND-G) no respetivo planeamento das Redes Nacionais de Transporte de eletricidade e de gás natural, no contexto da atividade de gestão técnica do sistema. Finalmente, o projeto de diploma atribui a atividade de gestão técnica do sistema elétrico e do sistema de gás natural a uma empresa pública de capitais exclusivamente públicos.

O racional apresentado para a proposta de alteração legislativa assenta na presunção de existência de conflitos de interesse na atual concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT) – a REN - Rede Elétrica Nacional - e da Rede Nacional de Transporte de gás natural (RTNGN) – a REN Gasodutos.

Os alegados conflitos de interesse decorrem do processo de privatização da holding (REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.) e também da privatização da EDP - Energia de Portugal, S.A.. Estes processos resultaram na venda de participações relevantes a duas empresas detidas pelo Estado da República Popular da China, no caso, a State Grid Europe Limited (com 25% da REN) e a China Three Gorges (Europe), S.A. (com 21,35% da EDP).

O projeto de lei aponta esta estrutura acionista como origem de conflitos de interesse nas atividades de gestão técnica do sistema de eletricidade e de gás natural. O projeto aponta ainda para o conflito de interesses existente entre a atividade de planeamento das redes de transporte e a sua construção e exploração, por via do incentivo à expansão das redes em benefício do rendimento da atividade de operação da rede de transporte (associado à remuneração do capital investido).

A ERSE apresenta neste parecer as sugestões e/ou preocupações relativas ao regime legal proposto.

¹ Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

² Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro.

2 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O projeto de lei encerra duas opções estruturais importantes quer no que respeita à organização das atividades e operadores do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), quer no que respeita à propriedade do operador com a responsabilidade pela gestão técnica do sistema.

Relativamente às questões de estrutura organizativa do setor e das suas atividades, a ERSE formula neste parecer um conjunto de observações e alertas que avaliam a proposta legislativa quanto aos seus pressupostos, objetivos e resultados esperados. No entanto, em relação à propriedade dos operadores, nomeadamente quanto à opção de propriedade pública versus privada, a ERSE não manifesta uma posição porquanto essa circunstância é, por si, irrelevante para a regulação, salvaguardando que a devida avaliação de conflitos de interesse tem lugar quer numa situação de propriedade privada, quer numa situação de propriedade pública³.

O quadro legal do SEN e do SNGN, como aliás é descrito no projeto de lei, está ancorado nas diretivas do mercado interno de energia, nomeadamente a Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho (**Diretiva Eletricidade**), sobre o mercado de eletricidade, e a Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, sobre o mercado de gás natural (**Diretiva Gás Natural**). Essas diretivas incidem, em especial, no regime de separação do operador da rede de transporte (ORT) e da gestão do sistema, enquanto atividades centrais na concretização dos objetivos de integração do mercado europeu e na promoção da concorrência. Esse contexto legislativo europeu é tido em conta nas considerações feitas nos pontos seguintes.

Ainda como comentário geral, a ERSE considera ser mais adequado efetuar remissões genéricas para a regulamentação a aprovar ou já aprovada pela ERSE, quando é o caso, em detrimento da remissão para regulamentos concretos que pode ser incorreta ou incompleta.

Por fim, deverá ter-se em conta que a alteração unilateral dos contratos de concessão pelo concedente, como resulta da Base XXXIV do Anexo III ao Decreto-Lei n.º 172/2006, está sujeita à verificação dos requisitos previstos no seu n.º 2 e que essa alteração pode implicar a obrigação para o concedente de promover a reposição do equilíbrio contratual, conforme estabelecido no n.º 3. O mesmo relativamente ao gás natural (Base XXXIII do Anexo I ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado em anexo ao Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro).

³ A título de exemplo, refira-se a avaliação feita pela ERSE aos membros do Conselho de Administração da REN SGPS, no contexto do processo de certificação como operador da rede de transporte em regime de separação total de propriedade, na qual se entendeu que a PARPÚBLICA (holding de participações do Estado) estava impossibilitada de designar membros de órgãos sociais da REN SGPS (vd. "Decisão sobre a certificação do operador da Rede Nacional de Transporte de eletricidade e da Rede Nacional de Transporte de gás natural", de setembro de 2014).

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

Este projeto de lei implica ainda a alteração do contrato de concessão das redes de distribuição de eletricidade em Alta e Média Tensão e a alteração dos contratos de concessão das redes de distribuição de gás natural, nomeadamente no que respeita à responsabilidade pelo planeamento das redes.

3 COMPATIBILIDADE COM AS DIRETIVAS EUROPEIAS

O Projeto de Lei em apreciação visa, substancialmente, de acordo com o enunciado no seu artigo 1.º, proceder: “(a) À separação da atividade de gestão técnica do sistema elétrico nacional da atividade de exploração da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, promovendo maior transparência e independência dos diversos operadores do setor, visando assegurar os objetivos da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho; (b) À separação da atividade de gestão técnica do sistema nacional de gás natural, promovendo maior transparência e independência dos diversos operadores do setor, visando assegurar os objetivos da Diretiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho; (c) À integração do planeamento da Rede Nacional de Distribuição do Sistema Elétrico Nacional na atividade de gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional; (d) À integração do planeamento das Redes Nacionais de Distribuição de Gás Natural na atividade de gestão técnica do Sistema Nacional de Gás Natural; (e) À atribuição da gestão técnica do Sistema Elétrico Nacional e da gestão técnica do Sistema Nacional de Gás Natural a empresa pública de capitais exclusivamente público”.

Resulta, assim, que a alteração legislativa proposta configuraria, para a operação das redes de transporte de eletricidade e de gás natural, um modelo de um operador de sistema independente (OSI, ou ISO na terminologia inglesa), previsto nos artigos 13.º da Diretiva 2009/72/CE, relativamente à eletricidade, e no artigo 14.º da Diretiva 2009/73/CE (que revogou a Diretiva 2003/55/CE), relativamente ao gás natural.

Os ORT atuais, REN - Rede Elétrica Nacional, S.A. e REN Gasodutos, S.A., foram, por decisão da ERSE de setembro de 2014⁴, certificados em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling* - OU), após obtido parecer da Comissão Europeia e cumpridas, pelos operadores das redes de transporte, as condições estabelecidas pelo regulador português.

Nos termos dessa decisão de certificação foram impostas aos referidos operadores condições visando garantir a completa independência dos mesmos, nos termos impostos pelas Diretivas e pela legislação nacional que procedeu à respetiva transposição, tendo este processo recebido o aval da Comissão, pelo que a preocupação de promover “*maior transparência e independência dos diversos operadores dos setores*” e “*assegurar os objetivos*” das Diretivas, encontra-se salvaguardada com o modelo atualmente instituído, nomeadamente quanto ao facto, invocado na “Exposição de motivos”, de 25% das ações da REN serem “detidas (através da State Grid) pelo mesmo Estado chinês que é também dono de 21% da EDP (através da China Three Gorges), em ambos os casos posições de controlo acionista”.

⁴ Cf. <http://www.erse.pt/PT/certort/Paginas/certORT.aspx>

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

Sobre esta matéria importará referir que o **Parecer da Comissão Europeia**, de 12.5.2014, afirma expressamente que *“No respeitante ao potencial conflito que poderia advir da participação da China Three Gorges Corporation na EDP, a Comissão concorda com a ERSE que, atendendo ao facto de que nem a State Grid Corporation of China controla a REN SGPS nem a China Three Gorges Corporation controla a EDP, as condições previstas no artigo 9.º, n.º 1, alínea b), subalínea i), das Diretivas Eletricidade e Gás estão preenchidas no que se refere a estas empresas”*.

Ainda, relativamente à possibilidade de existência de uma posição de controlo acionista da REN, é de assinalar que, de acordo com o artigo 25.º, n.º 2, alínea i) do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, bem como do artigo 20.º-A do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, nenhuma entidade pode deter, diretamente ou sob qualquer forma indireta, mais de 25% do capital social do operador da RNT ou de empresas que o controlem⁵.

Também, por outro lado, caso pudesse estar em causa um domínio por parte de um acionista extracomunitário, os artigos 11.º das Diretivas dispõem que os operadores das redes de transporte devem notificar a entidade reguladora de quaisquer circunstâncias que possam resultar na aquisição de controlo da rede de transporte ou do operador da rede de transporte por uma pessoa ou pessoas de país ou países terceiros e, nesse caso, a entidade reguladora deve, igualmente, notificar imediatamente a Comissão e elaborar um projeto de decisão sobre a certificação, sujeito a parecer da mesma Comissão que avaliará se tal controlo porá em risco a segurança do fornecimento energético da Comunidade.

Os Operadores da RNT e da RNTGN, nos termos da decisão de certificação proferida pela ERSE, além de estarem sujeitos à supervisão da ERSE, devem comunicar qualquer alteração que tenha relevância para efeitos daquele procedimento, comunicar informação privilegiada divulgada ao mercado e elaborar, com a periodicidade anual, um relatório contendo informação completa e detalhada sobre o estado do cumprimento das condições relativas à independência, no plano jurídico e patrimonial, do operador da rede de transporte previstas no regime legal de certificação, bem como todas as atas das assembleias gerais das sociedades⁶.

Quanto à proposta de constituição de uma empresa pública com a responsabilidade pela gestão técnica do sistema, e no contexto da certificação do operador da rede de transporte, à semelhança da avaliação feita à composição acionista da REN SGPS e dos membros do seu conselho de administração, teria igualmente que ser feita uma avaliação às participações públicas em empresas de produção ou

⁵ É conhecida a disputa jurídica da Comissão contra o Estado Português quanto à conformidade desta regra com a liberdade de circulação de capitais consagrada nos tratados da União Europeia.

⁶ Artigo 33.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural e artigo 28.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico.

comercialização de eletricidade ou gás natural bem como aos órgãos de gestão da nova empresa pública. A título de exemplo, importaria avaliar a participação de 7,33% que atualmente a PARPÚBLICA tem na Galp Energia, SGPS, SA, e os eventuais conflitos de interesse daí resultantes.

O MODELO OSI

No projeto de lei em apreço pugna-se por uma configuração que importa uma alteração do modelo de certificação existente e que acima foi exposto.

Nesta matéria, cumpre salientar que uma eventual alteração do modelo atualmente certificado sempre implicaria um novo procedimento de certificação que merecesse aprovação da Comissão Europeia (parte final do n.º 1 dos artigos 13.º e 14.º das Diretivas Eletricidade e Gás Natural, respetivamente).

Sucedede que não é, desde logo, claro que a opção pelo modelo OSI seja, nesta fase, conforme ao direito da União Europeia.

Com efeito, as Diretivas da Eletricidade e Gás, apesar de permitirem a opção por um de três modelos de separação do Operador da Rede de Transporte (*full ownership unbundling* - OU, operador de sistema independente - OSI, operador da rede de transporte independente - OTI), consagraram restrições que, além de apontarem no sentido da preferência pelo modelo de *full ownership unbundling* adotado, dependiam de um calendário.

Os modelos OSI e OTI só poderiam ser escolhidos caso à data da entrada em vigor das Diretivas, i.e. a 3 de setembro de 2009, o operador do sistema pertencesse a uma empresa verticalmente integrada (artigos 13.º e 14.º da Diretiva Eletricidade e Gás Natural, respetivamente).

No caso português, o Estado optou, no ano 2000, por separar patrimonialmente a EDP (empresa verticalmente integrada com atividade na produção e comercialização de eletricidade e gás natural, bem como concessionária da Rede Nacional de Distribuição), da REN (concessionária da Rede Nacional de Transporte), por cisão da primeira⁷, que incluía gestão global do sistema. Sendo certo que é entendido não ser possível passar de uma situação de *full ownership unbundling* para os modelos OSI ou OTI.

Ademais, é entendido que, ainda que um Estado-membro pretenda designar apenas empresas como OSI ou OTI, além de ter de transpor para direito nacional as regras do *full ownership unbundling*, tal não pode

⁷ A REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. havia sido criada em 1994 como subsidiária da EDP. No período anterior, as atividades que vieram a ser tomadas pela REN estavam geralmente na órbita da Direção Operacional da Rede Elétrica – Jorge Vasconcelos – Anos Luz, Entrelinhas, 2006, p. 123-126.

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

impedir as empresas de cumprirem com os requisitos daquele modelo (artigo 9.º, n.º 11 das Diretivas da Eletricidade e Gás)⁸. O que deve ser ponderado *vis a vis* o projetado no diploma.

Noutro plano, importa salientar que o modelo OSI pressupõe um destacamento da Operação do Sistema, separando-a funcionalmente da propriedade da rede. A solução foi desenhada, sobretudo, a pensar na certificação de empresas de transporte verticalmente integradas, presentes na atividade de produção e/ou comercialização, para que possam manter estas últimas atividades, desde que a função da Operação do Sistema seja autonomizada, por forma a garantir a sua independência, evitando conflitos de interesses e discriminações entre agentes.

Este modelo, a par do modelo OTI, foram consagrados nas Diretivas de Eletricidade e Gás Natural por forma a permitir que alguns Estados-membros pudessem optar por não separar patrimonialmente o Operador da Rede de Transporte da empresa produtora e comercializadora de energia, mantendo uma situação de verticalização que em Portugal foi abandonada desde a criação e separação da REN do universo EDP.

De resto, no panorama europeu, não obstante o modelo OSI estar longe de ser dominante, existem alguns Estados-membros que optaram efetivamente por seguir este modelo relativamente a alguns dos seus Operadores das Redes de Transporte. No entanto, é de salientar que nalguns desses casos a solução veio a ser revertida⁹.

Com efeito, na lógica inerente às Diretivas e segundo a experiência europeia, a separação da propriedade da rede face à operação do sistema não é uma solução isenta de riscos, dada a grande interdependência gerada entre o operação, o desenvolvimento e a manutenção das redes, tornando mais difícil a criação dos incentivos apropriados ao detentor da rede para a desenvolver adequadamente, bem como para garantir uma operação eficiente e flexível da manutenção e gestão dos congestionamentos.

PROCESSO DE CERTIFICAÇÃO DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

Como referido, a transposição para o direito interno português das Diretivas 2009/73/CE (gás natural) e 2009/72/CE (eletricidade) introduziu novas regras no quadro organizativo dos dois setores, entre elas o procedimento de certificação do operador da rede de transporte, pela entidade reguladora nacional. Este

⁸ No mesmo sentido veja-se o Comissão Staff Working Document, de 22/01/2010, disponível em https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_01_21_the_unbundling_regime.pdf.

⁹ Segundo informações do Operador francês RTE – Le réseau de transport d'électricité, a Itália optou pelo modelo OSI em 2000 mas reverteu-o para para *full ownership unbundling* em 2005, tendo o mesmo sucedido na Grécia em 2012 de OSI para OTI. Também em Espanha e na Suíça operadores que seguiram inicialmente o modelo OSI vieram a recuperar, em momento ulterior, a propriedade das redes.

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

procedimento visa o reforço da disciplina de separação de atividades de produção e comercialização e a operação das redes de transporte, como meio para atingir o estabelecimento de um mercado energético interno na União Europeia. Este objetivo vai ao encontro dos argumentos constantes da exposição de motivos do projeto de lei em apreço. O processo de certificação dos ORT é da responsabilidade das entidades reguladoras nacionais, a par com a Comissão Europeia.

Em setembro de 2014, a ERSE decidiu a certificação da REN – Rede Elétrica Nacional e da REN – Gasodutos como operadores da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) e da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), respetivamente, em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*), condicionada ao cumprimento, no prazo de oito meses, de um conjunto de condições de certificação destinadas a garantir a independência daqueles operadores. A Decisão da ERSE foi submetida previamente a uma opinião formal¹⁰ da Comissão Europeia, dando cumprimento às recomendações da Comissão.

As condições exigidas pela decisão da ERSE incluíam:

- **Restrições aos acionistas da REN SGPS:** os acionistas que exerçam controlo em empresas de produção ou comercialização de eletricidade ou gás natural estão impedidos de exercer quaisquer direitos na REN SGPS, sem prejuízo do direito de receber dividendos, salvo reconhecimento pela entidade certificadora da não existência de risco de conflito de interesses. Estas restrições resultaram em:
 - Inibição dos direitos de voto da EDP – Energias de Portugal, S.A na REN SGPS, onde detém 5% do capital social, por exercer controlo sobre empresas que desenvolvem atividade de produção e comercialização de eletricidade e gás natural em Portugal;
 - Cancelamento do registo como comercializador de eletricidade e de gás natural da empresa OZ Energia Gás, por sua iniciativa, com vista a levantar a inibição sobre o seu acionista - Gestmin – quanto ao exercício de direitos sociais e de designação de administradores na REN SGPS.
- **Restrições aos membros dos conselhos de administração ou de fiscalização da REN SGPS e dos operadores das redes de transporte (ORT), os quais:**
 - Não podem ser designados por acionistas que exerçam controlo ou direitos sobre empresas de produção ou comercialização de eletricidade ou gás natural.

¹⁰ O Parecer da Comissão Europeia está publicado no *website* da Comissão e também no *website* da ERSE em <http://www.erse.pt/PT/certort/Paginas/certORT.aspx>.

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

- A REN informou que a Parpública deixou de integrar os órgãos de administração e supervisão da REN SGPS em 17 de abril de 2015, sendo que estava impedida de designar administradores na REN SGPS, por exercer direitos sobre empresas produtoras e/ou comercializadoras de eletricidade ou gás natural em Portugal;
 - A REN informou que a Fidelidade – Companhia de Seguros alienou as participações societárias que detinha em empresas que desenvolvem atividades de produção e comercialização de eletricidade e gás natural, levantando a inibição de designação de administradores na REN SGPS.
- Estão impedidos, designadamente, de integrar simultaneamente órgãos sociais em empresas de produção ou comercialização de eletricidade ou gás natural.
- A REN informou que o membro dos órgãos de fiscalização da REN - Rede Eléctrica Nacional e da REN Gasodutos que exerce iguais funções em empresas de produção ou comercialização de eletricidade ou gás natural foi substituído, cumprindo assim a condição imposta de não acumulação de funções.
- **Alteração do Contrato de Sociedade** da REN SGPS.
 - Os novos Estatutos foram aprovados na Assembleia Geral de Acionistas de 17 de abril de 2015.
 - **Comunicação à ERSE**, em tempo útil, **de qualquer alteração de circunstâncias** que envolvam as condições analisadas no processo de certificação.

A decisão da ERSE define medidas adicionais de separação funcional, como no caso da REN Trading, e de supervisão das atividades do grupo REN, pronunciando-se, igualmente, sobre os atuais acionistas da REN SGPS e sobre os membros dos órgãos de administração e de fiscalização da REN SGPS e dos ORT.

Em 31 de julho de 2015, a ERSE emitiu uma Decisão que reconhece estarem reunidas as condições para tornar efetiva a certificação dos operadores de rede de transporte de eletricidade e de gás natural, em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*), nos termos da Decisão de Certificação da ERSE de 9 de setembro de 2014. A ERSE comunicou a sua Decisão ao Governo português para efeitos de aprovação e designação dos operadores das redes de transporte, bem como informou a Comissão Europeia e a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia.

4 A GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA NO CONTEXTO DO MERCADO INTERNO DE ENERGIA

A atividade do operador de rede de transporte nacional e do gestor de sistema tem de ser contextualizada no seio do mercado interno de energia, da União Europeia.

As diretivas de Eletricidade e de Gás Natural sobre a criação do mercado interno de energia e os regulamentos europeus associados estabelecem um enquadramento legal e regulamentar para a operação das redes com vista à criação de um espaço de mercado europeu, com regras de participação transparentes, não discriminatórias e harmonizadas à escala da União.

Este quadro regulamentar, em grande parte de aplicação direta uma vez que se materializa em regulamentos europeus, prevê inclusivamente a criação de entidades transnacionais para operacionalizar procedimentos de gestão das interligações e outros procedimentos de operação. São disso exemplos a plataforma PRISMA (de atribuição de capacidade nas interligações de gás natural), a plataforma CORESO (sobre a coordenação regional ao nível da operação da rede pelos operadores de rede de transporte), a plataforma JAO (de atribuição de capacidade nas interligações elétricas) ou a iniciativa XBID (mercado intradiário internacional para UE).

Estas regras e entidades asseguram uma uniformização de procedimentos de operação, crítico para a sustentação de um mercado de energia efetivamente europeu. Em consequência, normalizam (ou até externalizam) a atividade dos operadores de rede de transporte nacionais.

Também ao nível dos planos de investimento existem instrumentos de coordenação regional (planos de investimento regionais¹¹) e europeia (plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária¹²). Saliente-se que o mecanismo europeu de apoio às infraestruturas energéticas comuns na União está assente na definição de *Projetos de Interesse Comum* e suportado nos planos de investimento europeus.

Ainda no âmbito da cooperação regional e europeia, merece referência o facto de os operadores de rede de transporte de eletricidade e de gás natural estarem representados pela respetiva Rede de Operadores de Rede de Transporte¹³. Estas organizações têm um papel institucional importante no quadro da elaboração dos códigos de rede europeus, em cooperação com a Agência para a Cooperação dos Reguladores Europeus de Energia (ACER).

¹¹ Previstos nos artigos 12.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 e do Regulamento (CE) n.º 715/2009.

¹² *Ten Year Network Development Plans* (TYNDP), previstos nos artigos 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 e do Regulamento (CE) n.º 715/2009.

¹³ European Network of TSO de [eletricidade](#) e de [gás natural](#).

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

Precisamente no que respeita à elaboração de códigos de rede europeus com vista à harmonização e até uniformização de procedimentos de planeamento e operação das redes de transporte, cabe referir o extenso elenco de códigos previstos pelos regulamentos europeus.

Em consequência do regulamento europeu relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade¹⁴, as seguintes áreas foram ou podem ser sujeitas ao desenvolvimento de códigos de rede europeus, por solicitação da Comissão:

- a) Regras de segurança e fiabilidade da rede, incluindo regras para a capacidade técnica de reserva de transporte tendo em vista a segurança operacional da rede;
- b) Regras de ligação da rede;
- c) Regras de acesso de terceiros;
- d) Regras relativas ao intercâmbio de dados e à liquidação;
- e) Regras de interoperabilidade;
- f) Procedimentos operacionais em situações de emergência;
- g) Regras relativas à atribuição de capacidade e à gestão de congestionamentos;
- h) Regras de negociação relacionadas com a prestação técnica e operacional de serviços de acesso à rede e com a compensação da rede;
- i) Regras de transparência;
- j) Regras de compensação, incluindo regras relativas à energia de reserva relacionada com a rede;
- k) Regras relativas às estruturas harmonizadas das tarifas de transporte, incluindo regras relativas aos sinais de localização e à compensação interoperadores das redes de transportes; e
- l) Eficiência energética no respeitante às redes de eletricidade.

Em paralelo, o regulamento europeu relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural¹⁵ prevê que as seguintes áreas sejam sujeitas ao desenvolvimento de códigos de rede europeus, por solicitação da Comissão:

- a) Regras de segurança e fiabilidade da rede;
- b) Regras de ligação da rede;
- c) Regras de acesso de terceiros;

¹⁴ Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009.

¹⁵ Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009.

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

- d) Regras relativas ao intercâmbio de dados e à liquidação;
- e) Regras de interoperabilidade;
- f) Procedimentos operacionais em situações de emergência;
- g) Regras relativas à atribuição de capacidade e à gestão de congestionamentos;
- h) Regras de negociação relacionadas com a prestação técnica e operacional de serviços de acesso à rede e com a compensação da rede;
- i) Regras de transparência;
- j) Regras de compensação, incluindo regras relativas à rede em matéria de procedimentos de nomeação, regras para os encargos de compensação e regras para a compensação operacional entre redes de operadores de redes de transporte;
- k) Regras relativas às estruturas harmonizadas das tarifas de transporte; e
- l) Eficiência energética no respeitante às redes de gás.

Finalmente, e no âmbito do pacote legislativo¹⁶ recentemente colocado em consulta, a Comissão Europeia avançou novas propostas de áreas a submeter ao desenvolvimento de códigos de rede:

- a) Regras relativas às estruturas harmonizadas das tarifas de distribuição e custos de ligação às redes;
- b) Regras para o fornecimento de serviços de sistema (que não de frequência) de forma não discriminatória e transparente, incluindo o controlo de tensão, inércia, injeção de energia reativa e capacidade de black-start;
- c) Regras sobre a resposta da procura, incluindo agregação, armazenamento de energia e deslastre de carga;
- d) Regras sobre cibersegurança; e
- e) Regras sobre os centros regionais de operação de redes de transporte.

¹⁶ [Clean Energy For All Europeans](#), 30 de novembro de 2016.

5 ATIVIDADES E REGULAÇÃO DA GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA DOS ORT

ENQUADRAMENTO DA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL NAS ATIVIDADES DOS ORT

No contexto da análise à separação do gestor técnico da restante atividade do operador da rede de transporte importa ter presente as implicações económicas, em concreto a caracterização da atividade da gestão global do sistema desempenhada atualmente pela REN - Rede Eléctrica Nacional e pela REN Gasodutos.

Os operadores da rede de transporte de eletricidade e de gás natural têm, no contexto da respetiva concessão, duas atividades reguladas¹⁷: a gestão técnica do sistema e o transporte:

- Gestão Global do Sistema (GGS) e Transporte de Energia Elétrica (TEE), no SEN.
- Gestão Técnica Global do SNGN (GTG) e Transporte de Gás Natural (TGN), no SNGN.

Estas atividades reguladas não correspondem totalmente ao desenho do novo gestor técnico do sistema descrito no projeto de lei, dado que, por exemplo, a função de planeamento da rede está hoje no âmbito da atividade de transporte (ao contrário do proposto no projeto de lei). Todavia, o escopo das atuais atividades de Gestão Global do Sistema do SEN e Gestão Técnica Global do SNGN é uma boa aproximação ao que pode ser a realidade do novo gestor do sistema, independente.

FUNÇÃO DE APOIO AO CONCEDENTE NO CONTEXTO DA POLÍTICA ENERGÉTICA

Os operadores da RNT e da RNTGN desempenham, ainda, funções previstas na lei e no contrato de concessão, de apoio ao Concedente em matéria de política energética.

Estas funções, quando não estejam exclusivamente ligadas à exploração da RNT e RNTGN e à gestão técnica do sistema, estão sujeitas a acompanhamento e fiscalização por uma comissão de auditoria, composta por representantes, em número igual, do Estado, enquanto concedente, e da ERSE¹⁸.

Nestas funções, o poder de iniciativa é do Governo, bem como a fonte de orientações para os trabalhos a desenvolver.

¹⁷ Cfr. Artigo 26.º do Regulamento de Relações Comerciais do Setor Eléctrico e Artigo 32.º do Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural.

¹⁸ Artigos 23.º-A e 21.º-G do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, respetivamente.

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

Identificam-se, atualmente, os seguintes temas que se configuram como “apoios ao concedente”, prestados sobretudo pelas atividades de GGS mas também pela TEE do setor elétrico, que são submetidos à DGEG para aprovação:

- Participação no grupo de trabalho conjunto com a EDP Produção para a determinação da revisibilidade anual dos CMEC. Os relatórios anuais deverão ser produzidos até ao 1.º semestre de 2017. Este grupo e trabalho deverá igualmente apresentar o relatório da revisibilidade final dos CMEC em cooperação com a ERSE, nos termos estabelecidos no OE 2017;
- Preparação, de 2 em 2 anos, do Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento (RMSA-E) do setor elétrico;
- Preparação dos Relatórios anuais do mecanismo de correção de hidraulicidade;
- Preparação dos Relatórios anuais relativos ao serviço de interruptibilidade e pagamentos aos prestadores do serviço de interruptibilidade;
- Definição das necessidades reserva previamente aos leilões de Garantia de Potência, atribuída pela legislação à entidade responsável pela gestão global do sistema e pagamentos dos montantes do incentivo à garantia de potência aos produtores;
- Preparação, de 2 em 2 anos, o do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade, atribuído pela legislação ao operador da rede de transporte.

No que respeita ao setor do gás natural, as atividades de GTGS, sobretudo, mas também de TGN são responsáveis pelos seguintes “apoios ao concedente”, que são submetidos para aprovação da DGEG:

- Preparação, de 2 em 2 anos, do Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento (RMSA-GN) do setor do gás natural;
- Preparação, de 2 em 2 anos, o do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Gás Natural, atribuído pela legislação ao operador da rede de transporte;
- Preparação da avaliação dos riscos que afetam o aprovisionamento de gás natural em Portugal, no âmbito do Regulamento (UE) n.º 994/2010.

5.1 MATERIALIDADE ECONÓMICA DA ATIVIDADE DA GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA

O projeto de lei em apreço implica a separação da atividade de gestão técnica do sistema, quer no SEN quer no SNGN, criando para o efeito uma empresa de capitais exclusivamente públicos.

No presente, estas atividades estão integradas numa mesma empresa, sendo objeto de uma separação contabilística de custos e ativos, para efeitos regulatórios. Entre o SEN e o SNGN as atividades têm uma separação jurídica, muito embora recorram a serviços partilhados dentro do Grupo REN. Quer na REN – Rede Eléctrica Nacional, quer na REN Gasodutos, a separação da atividade de gestão global de sistema

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

e da atividade de transporte não é assim totalmente vinculada e evidente. Em algumas rúbricas de custos é necessário aplicar critérios adequados de alocação contabilística, necessários para a separação contabilística das atividades na perspetiva regulatória. Estes critérios são, por exemplo, utilizados na alocação dos ativos partilhados (edifícios, redes de comunicações) ou dos colaboradores e respetivas remunerações.

Em termos tarifários, a atividade da Gestão Técnica do Sistema subdivide-se em dois grupos de atividades. **O primeiro** corresponde à atividade associada à gestão técnica global do sistema (dimensão da operação técnica dos sistemas energéticos, garantia de abastecimento de curto prazo e de conciliação entre a realidade física das infraestruturas dos setores com a realidade comercial), nos termos da legislação em vigor¹⁹, que incorpora recursos, trabalhadores e imobilizado afetos a esta atividade e cuja recuperação dos custos, concretizada por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), está integralmente sujeita à regulação da ERSE, designadamente nos termos do Regulamento Tarifário.

O segundo grupo corresponde aos fluxos financeiros dos quais o ORT é responsável, nos termos da legislação em vigor, e que envolvem vários agentes do SEN (e do SNGN), como os centros electroprodutores, os operadores das infraestruturas de alta pressão (armazenamento subterrâneo e terminal de GNL), os operadores de rede de distribuição, os consumidores, as empresas de eletricidade das Regiões Autónomas e a REN Trading, entre outros. Estes fluxos não remuneram nenhuma atividade exercida pelo ORT, tendo esta empresa a função de intermediária nas transações financeiras e os montantes que transfere são fluxos *pass-through* que podem originar de outras entidades (como seja o caso da tarifa social de eletricidade, cujo financiamento é obtido dos centros electroprodutores e entregue aos operadores das redes de distribuição – EDP Distribuição, EDA e EEM - que proporcionam o desconto nas tarifas de acesso às redes) ou recuperados por aplicação da tarifa de UGS (como sejam os montantes do financiamento da tarifa social de gás natural, que são entregues aos operadores de rede de distribuição, da convergência tarifária das Regiões Autónomas, que é entregue às empresas insulares, ou o sobrecusto com os CAE, que é entregue à REN Trading). Apesar destas transferências serem meramente financeiras, pode existir um desfasamento temporal entre o momento de transferência dos montantes e o momento do seu recebimento por parte da REN, que pode atingir até dois anos no quadro do Regulamento Tarifário. Esta questão é desenvolvida no ponto 5.2).

Importa sublinhar que os fluxos financeiros associados às transferências entre entidades reguladas, tais como os ORT são calculados pela ERSE, sendo os valores a transferir e as parcelas que os compõem publicados igualmente pela ERSE, de forma a garantir a transparência e a eficácia de todo este processo.

¹⁹ Artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

No caso do setor elétrico, a atividade de GGS veicula os fluxos financeiros associados às seguintes realidades:

- Mecanismo de interruptibilidade dos clientes
- Convergência tarifária com os sistemas elétricos das regiões autónomas dos Açores e da Madeira
- Sobrecustos de exploração dos Contratos de Aquisição de Energia, geridos pela REN Trading
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)
- Custos associados ao Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
- Custos com a concessionária da Zona Piloto (ENONDAS)
- Custos com o mecanismo de garantia de potência
- Financiamento da tarifa social
- Cobrança dos montantes de CIEG aos produtores no âmbito do Decreto-Lei n.º 74/2013

No caso do setor do gás natural, a atividade de GTG veicula os fluxos financeiros associados às seguintes realidades:

- Custos com a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador
- Custos com o financiamento da tarifa social
- Custos associados ao Gestor Logístico das UAG
- Mecanismo de reposição do equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas e do mecanismo de sustentabilidade dos mercados
- Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários do operador de terminal de GNL e do operador de Armazenamento Subterrâneo

A inclusão da função financeira da Gestão Técnica do Sistema nos sistemas tarifários do setor elétrico e do gás natural tem um conjunto de vantagens, que importa assinalar.

Por um lado, ao focar a recuperação numa função particular, permite assegurar a efetiva canalização dos custos do setor elétrico e do gás natural ao longo da cadeia de valor de cada setor regulado, garantindo que as restantes atividades reguladas recuperem apenas os custos que lhes são diretamente associados, segundo princípios de eficiência, de justiça e de adequação dos sinais preço. Por outro lado, garante a efetiva monitorização do processo de recuperação dos fluxos financeiros em questão, por estes fluxos serem integrados em dois sistemas tarifários integralmente regulados.

5.1.1 SETOR ELÉTRICO

No caso específico do setor elétrico, os fluxos financeiros do setor que são veiculados através da atividade de gestão global do sistema envolvem os centros electroprodutores (financiamentos da tarifa social, incentivo à garantia de potência, CMEC), o operador da rede de distribuição em Portugal Continental

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

(transferências da tarifa social, dos CMEC), os consumidores que prestam serviço de interruptibilidade, as empresas de eletricidade das Regiões Autónomas (convergência tarifária) e a REN Trading (que gere os CAE não cessados). Estes custos designam-se, em geral, por custos de interesse económico geral (CIEG) e decorrem de decisões de política energética, económica, social e ambiental.

O quadro seguinte resume a dimensão económica da atividade de GGS, nas suas várias vertentes, apresentando valores considerados no cálculo tarifário de 2015 a 2017. Neste quadro procurou evidenciar-se os montantes que correspondem a custos de exploração e a custo com capital da atividade propriamente dita da gestão do sistema e os montantes *pass-through* dos fluxos processados na atividade de GGS, quer os que são recuperados pela tarifa de UGS, quer os que são provenientes de outras fontes. Apresenta-se igualmente a proporção dos vários montantes face aos proveitos recuperados pela REN - Rede Eléctrica Nacional (proveitos agregados da GGS e da TEE), face ao total dos proveitos recuperados pelas tarifas reguladas (essencialmente, as tarifas de acesso às redes), e face ao total dos proveitos do SEN²⁰.

Um dos fluxos financeiros incluídos na atividade de GGS decorre de transferências de fundos públicos para o SEN no âmbito de medidas de contenção dos custos suportados pelas tarifas de energia elétrica (“Medidas de política energética redução do sobrecusto CAE”). Por exemplo, transferências de receitas recolhidas pela Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE).

Observa-se que a atividade de GGS é responsável por mais de 60% dos fluxos financeiros regulados da empresa REN – Rede Eléctrica Nacional, representando por isso uma grande exigência para a gestão financeira de curto prazo do ORT. Estes montantes estão essencialmente associados aos CIEG e outros custos alheios à empresa REN – Rede Eléctrica Nacional, sendo que os custos próprios de exploração e custos com capital da GGS são pouco expressivos no total.

²⁰ Considera-se a totalidade dos proveitos envolvidos com o fornecimento de energia elétrica aos clientes finais do SEN, estejam no mercado regulado ou no mercado liberalizado.

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

Tabela 1 – Fluxos financeiros regulados anuais da atividade de Gestão Global do Sistema do SEN

		T2015	T2016	T2017
Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT	Milhares EUR	424 626	480 307	473 332
% proveitos permitidos GGS/(recuperado GGS+TEE)		69,6%	66,4%	61,5%
% face aos proveitos recuperados com as tarifas reguladas		11,5%	12,6%	11,9%
% face aos proveitos totais do SEN		6,8%	7,5%	7,4%
+ Custos de exploração + Custos com capital GGS		25 166	28 961	29 358
% custos GGS/(recuperado GGS+TEE)		4,1%	4,0%	3,8%
% face aos proveitos recuperados com as tarifas reguladas		0,7%	0,8%	0,7%
% face aos proveitos totais do SEN		0,4%	0,5%	0,5%
+ Montantes pass-through e CIEGs na GGS (sem Tarifa Social)		399 460	451 345	443 974
% outros montantes GGS/(recuperado GGS+TEE)		65,4%	62,4%	57,7%
% face aos proveitos recuperados com as tarifas reguladas		10,8%	11,8%	11,2%
% face aos proveitos totais do SEN		6,4%	7,1%	6,9%
Proveitos recuperados pela tarifa UGS do ORT	Milhares EUR	310 250	430 307	423 332
% proveitos recuperados GGS/(recuperado GGS+TEE)		50,8%	59,5%	55,0%
% dos proveitos recuperados com as tarifas reguladas		8,4%	11,3%	10,7%
% face aos proveitos totais do SEN		5,0%	6,8%	6,6%
+ Proveitos permitidos da atividade de GGS		424 626	480 307	473 332
- Medidas de política energética redução do sobrecusto CAE		114 376	50 000	50 000
» Financiamento da Tarifa Social		30 846	32 015	73 865

O quadro seguinte apresenta o valor médio dos ativos fixos, líquido de amortizações e participações, bem como da amortização do exercício da atividade de GGS, considerados no cálculo tarifário de 2015 a 2017. É também apresentada a proporção destes valores face aos montantes correspondentes da totalidade das atividades reguladas da REN - Rede Eléctrica Nacional. Verifica-se que, ao nível dos ativos, a atividade de GGS tem um peso muito reduzido no contexto do atual ORT, sendo o investimento essencialmente direcionado à atividade de transporte.

Tabela 2 – Valor do ativo líquido regulatório da atividade de Gestão Global do Sistema do SEN

		T2015	T2016	T2017
Ativos da atividade GGS do ORT	Milhares EUR			
Valor médio dos ativos líquidos afetos à GGS		41 110	41 076	40 727
% ativos GGS/(GGS+TEE)		1,9%	1,9%	1,9%
Amortização do exercício dos ativos afetos à GGS		7 315	7 368	7 467
% amortização exercício GGS/(GGS+TEE)		5,8%	6,1%	5,6%

O quadro seguinte apresenta o número de colaboradores e remunerações afetos à atividade de GGS, considerados no cálculo tarifário de 2015 a 2017, e a proporção face ao total da REN - Rede Eléctrica Nacional. Os valores apresentados apenas incluem os trabalhadores diretamente afetos à concessionária

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

da RNT, não incluindo as prestações de serviços por outras empresas do Grupo REN (que são significativas na atividade).

Tabela 3 – N.º de trabalhadores e custos com pessoal da atividade de Gestão Global do Sistema do SEN

	T2015	T2016	T2017	
Trabalhadores afetos à atividade de GGS do ORT				
N.º médio trabalhadores GGS	50	62	62	
% trabalhadores GGS/(GGS+TEE)	21,2%	26,7%	27,2%	
Gastos com pessoal GGS	Milhares EUR	6 075	7 404	6 532
% gastos com pessoal GGS/(GGS+TEE)	18,8%	24,3%	24,4%	

5.1.2 SETOR DO GÁS NATURAL

Tal como no setor elétrico, a atividade de Gestão Técnica Global do Sistema (GTGS) do setor do gás natural é regulada separadamente da atividade de Transporte de Gás Natural do ORT, pelo que, em termos tarifários, a atividade de GTGS subdivide-se em dois grupos de atividades. O **primeiro** correspondente à atividade propriamente dita de gestão técnica global do sistema, nos termos da legislação em vigor (designadamente o Artigo 2.º do Decreto-lei 230/2012, de 26 de outubro, que revoga o Artigo 17.º do Decreto-Lei 30/2006, de 15 de fevereiro), que incorpora recursos, trabalhadores e imobilizado afetos a esta atividade e cuja recuperação dos custos, concretizada por aplicação da tarifa de UGS, está integralmente sujeita à regulação da ERSE, designadamente nos termos do Regulamento Tarifário.

Tal como para o setor elétrico, o **segundo** grupo corresponde aos fluxos financeiros dos quais o ORT é responsável. No entanto, no caso do gás natural, e na maior parte das vezes, tais transferências foram definidas pela ERSE nos seus regulamentos e não decorrem de legislação externa ao regulador. As exceções a esta situação são as transferências que envolvem o financiamento dos reguladores (ERSE e Autoridade da Concorrência) e das entidades públicas associadas às campanhas de extinção de tarifas de venda a clientes finais (ADENE e DGEG), as transferências associadas ao financiamento da tarifa social (que no gás natural são recuperadas por aplicação de uma tarifa paga por todos os clientes de gás natural) e, mais recentemente, as transferências de montantes da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE) a abater à tarifa de Uso Global do Sistema, provenientes do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE).

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

O quadro seguinte resume a dimensão económica da atividade de GTGS, nas suas várias vertentes, apresentando valores do cálculo tarifário dos anos-gás²¹ 2015-2016 e 2016-2017. Neste quadro procurou-se evidenciar os montantes que correspondem a custos de exploração e a custo com capital da atividade propriamente dita da gestão do sistema e os montantes *pass-through* dos fluxos processados na atividade de GTGS, quer os que são recuperados pela tarifa de UGS, quer os que são provenientes de outras fontes. Apresenta-se igualmente a proporção dos vários montantes face aos proveitos recuperados pela REN Gasodutos (proveitos agregados da GTGS e da TGN), face ao total dos proveitos recuperados pelas tarifas reguladas, e face ao total dos proveitos do SNGN²². Ao contrário do setor elétrico, os proveitos recuperados para o financiamento da tarifa social estão incorporados nos montantes de *pass-through* da GTGS, por estes serem recuperados através do sistema tarifário (recorde-se no caso do setor elétrico, os custos da tarifa social são cobrados diretamente aos centros electroprodutores, fora do sistema tarifário).

À semelhança do setor elétrico, observa-se que a atividade de GTGS é responsável por uma parte significativa (entre 30 e 40%) dos fluxos financeiros regulados da empresa REN Gasodutos, representando por isso uma grande exigência para a gestão financeira de curto prazo do ORT. Não obstante, os custos próprios de exploração e custos com capital da GTGS são pouco expressivos no total.

Tabela 4 – Fluxos financeiros regulados anuais da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema do SNGN

	T2015-2016	T2016-2017
Proveitos recuperados pela tarifa UGS do ORT	55 983	57 426
Milhares EUR		
% proveitos recuperados GTGS/(recuperado GTGS+TGN)	32,0%	37,9%
% face aos proveitos recuperados com as tarifas reguladas	9,9%	13,0%
% face aos proveitos totais do SNGN	3,9%	5,0%
+ Custos de exploração + Custos com capital GTGS	9 637	9 081
% custos GTGS/(recuperado GTGS+TGN)	5,5%	6,0%
% face aos proveitos recuperados com as tarifas reguladas	1,7%	2,1%
% face aos proveitos totais do SNGN	0,7%	0,8%
+ Montantes pass-through na GTGS (inclui ajust. anos anteriores)	46 345	48 345
% custos GTGS/(recuperado GTGS+TGN)	26,5%	31,9%
% face aos proveitos recuperados com as tarifas reguladas	8,2%	10,9%
% face aos proveitos totais do SNGN	3,2%	4,2%

²¹ Na regulação do gás natural, o ano tarifário (ou ano-gás) corresponde ao período de julho de um ano a junho do ano seguinte.

²² Considera-se a totalidade dos proveitos envolvidos com o fornecimento de gás natural aos clientes finais do SNGN, estejam no mercado regulado ou no mercado liberalizado.

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

O quadro seguinte apresenta o valor médio dos ativos fixos, líquido de amortizações e participações, bem como da amortização do exercício da atividade de GTGS, considerados no cálculo tarifário dos anos-gás 2015-2016 e 2016-2017. É também apresentada a proporção destes valores face aos montantes correspondentes da totalidade das atividades reguladas da REN Gasodutos. Tal como no setor elétrico, verifica-se que, ao nível dos ativos, a atividade de GTGS tem um peso muito reduzido no contexto do atual ORT, sendo o investimento essencialmente direcionado à atividade de transporte.

Tabela 5 – Valor do ativo líquido regulatório da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema do SNGN

	T2015-2016	T2016-2017
Ativos da atividade GTGS do ORT	Milhares EUR	
Valor médio dos ativos líquidos afetos à GTGS	28 633	26 780
% ativos GTGS/(GTGS+TGN)	4,1%	3,9%
Amortização do exercício dos ativos afetos à GTGS	2 802	2 867
% amortização exercício GTGS/(GTGS+TGN)	9,6%	9,7%

O quadro seguinte apresenta o número de colaboradores e remunerações afetos à atividade de GTGS, considerados no cálculo tarifário dos anos-gás 2015-2016 e 2016-2017, e a proporção face ao total da REN Gasodutos. Os valores apresentados apenas incluem os trabalhadores diretamente afetos à concessionária da RNTGN, não incluindo as prestações de serviços por outras empresas do Grupo REN (que são significativas na atividade).

Tabela 6 – N.º de trabalhadores e custos com pessoal da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema do SNGN

	T2015-2016	T2016-2017
Trabalhadores afetos à atividade de GTGS do ORT		
N.º médio trabalhadores GTGS	24	27
% trabalhadores GTGS/(GTGS+TGN)	26,1%	28,4%
Gastos com pessoal GTGS	1 497	1 830
	Milhares EUR	
% gastos com pessoal GTGS/(GTGS+TGN)	28,0%	31,2%

5.2 DÍVIDA TARIFÁRIA DO SEN E GESTÃO DOS DESVIOS TARIFÁRIOS DO SEN E DO SNGN NA GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA

Não existe atualmente dívida tarifária do SEN associada à atividade de GGS do ORT²³, enquadrada como tal nos termos da legislação em vigor (ver por exemplo, o Decreto-Lei n.º 237-B/2006 de 18 de Dezembro). No entanto, já houve no passado dívida tarifária associada a estes fluxos. Registe-se que a monitorização da recuperação, através do sistema tarifário, das parcelas de dívida tarifária existente é monitorizada pela ERSE. Importa sublinhar, que tal como para os restantes fluxos financeiros associados às transferências entre entidades reguladas, os pagamentos a efetuar relativos às diferentes parcelas da dívida tarifária são calculados pela ERSE, sendo os valores a transferir e as parcelas que os compõem publicados igualmente pela ERSE, de forma a garantir a transparência e a eficácia de todo este processo.

Registe-se, igualmente, que de acordo com o previsto no Regulamento Tarifário do SEN e do SNGN, a fixação dos proveitos permitidos destas atividades inclui um mecanismo de ajustamento dos proveitos permitidos resultantes do cálculo tarifário, com vista a recuperar as diferenças entre os proveitos que deveriam ter sido recuperados por aplicação das tarifas e os que foram de facto recuperados. Estes ajustamentos são determinados no ano seguinte à ocorrência e recuperados nas tarifas com 2 anos de desfasamento. O caráter ordinário destes ajustamentos no quadro do cálculo tarifário, por corresponder, de uma forma simplificadora, ao constante ajuste entre as previsões que estão na base das tarifas anuais e os valores ocorridos não dá a estes ajustamentos um caráter de dívida²⁴.

Devido à diversidade de montantes recuperados através da atividade de GGS tem-se observado uma grande volatilidade nestes ajustamentos. Com exemplo, no caso do setor elétrico, refira-se a variação observada entre as tarifas de 2016, em que este ajustamento foi de 4 M€ a devolver à empresa, para as tarifas de 2017, onde o ajustamento ascendeu a 78 M€ também a devolver à empresa.

5.3 ASPETOS FINANCEIROS DA ATIVIDADE DA GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA NUM CONTEXTO DE EMPRESA PÚBLICA

O projeto de lei em apreço propõe a atribuição da atividade de gestão técnica do sistema a uma empresa pública de capitais exclusivamente públicos. Não constituindo essa opção um fator especialmente

²³ Vd. o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017”, da ERSE, que apresenta as empresas credoras da dívida tarifária do SEN, reconhecida nos termos legais.

²⁴ Os ajustamentos podem assumir a forma de ativos (a receber) ou passivos (a devolver) das empresas, consoante os desvios sejam contra ou a favor da empresa.

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

disruptivo da regulação da atividade, no contexto legislativo do SEN e do SNGN, importa todavia considerar outros aspetos decorrentes do modelo proposto.

Em concreto, importa avaliar as consequências do modelo institucional sob duas perspetivas: as consequências da integração desta atividade como empresa pública no perímetro orçamental do Estado e as consequências desta opção sobre a disponibilidade financeira para fazer face às obrigações do Estado e dos consumidores perante diversos agentes económicos do setor elétrico e do setor do gás natural.

Relativamente à primeira, deve ser avaliado o modelo que, dando cumprimento aos objetivos do legislador, melhor se adegue às especificidades de uma atividade com elevados requisitos financeiros e de gestão de tesouraria, sem afetar significativamente o contexto das contas públicas.

Sobre a segunda, importa assegurar que o gestor técnico do sistema continua a assegurar os fluxos financeiros do setor elétrico e do setor do gás natural, no contexto tarifário (decorrente da lei e dos regulamentos).

Esses fluxos concretizam compromissos do Estado e dos consumidores para com agentes económicos sujeitos a um determinado ambiente legal e de legítimas expectativas de negócio, que pode ser afetado por uma subida do risco, real ou apercebido, de recebimento, caso exista alguma perturbação da atividade a este nível. Esta eventual subida do risco dessas atividades pode ter impactes no futuro, quer no nível de custos a suportar pelos consumidores para garantir os mesmos resultados, quer na credibilidade e eficácia das políticas públicas.

6 PLANEAMENTO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

Quanto ao planeamento das redes, o quadro legal do SEN e do SNGN prevê a elaboração de planos de desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT e PDIRGN) e da rede de distribuição (PDIRD). Nestes processos, cabe à ERSE promover a respetiva consulta pública e emitir parecer sobre a proposta de plano. A aprovação dos planos de investimento cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia. Na fase de implementação, a ERSE é responsável por acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNT²⁵ e na RND²⁶ previstos no PDIRT e no PDIRD, respetivamente, os quais ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições.

O projeto de lei prevê que a responsabilidade pelo planeamento da RNT e da RNTGN seja do gestor técnico do SEN e do SNGN. Esta opção cria uma ligação forte entre o novo gestor técnico do sistema e o operador da rede de transporte, uma vez que o planeamento da rede implica um conhecimento profundo do seu funcionamento, características e perspectivas de evolução da atividade.

O projeto de lei em apreço vai mais longe, entregando também ao gestor técnico do sistema a responsabilidade pelo planeamento da rede de distribuição e elaboração do PDIRD, nos termos dos novos artigos 3.º-F e 3.º-G a aditar ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, sendo esta responsabilidade retirada aos operadores da rede de distribuição (ORD). Esta opção conflitua com o que é considerado como função dos operadores das redes de distribuição, em resultado do n.º 7 do artigo 25.º da Diretiva da eletricidade. Nesta matéria, anota-se, igualmente, que o projeto, não obstante atribuir essa função a uma nova entidade, não prevê a revogação do artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006 e da alínea e) do n.º 2 do artigo 35.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

Num modelo de gestor técnico do sistema autonomizado, é possível encontrar outras formas de envolvimento deste novo operador no processo de planeamento das redes de transporte e distribuição, sem retirar essas atribuições aos respetivos operadores. De facto existem vários instrumentos de planeamento do sistema e das suas necessidades a médio e longo prazo, como o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA²⁷) ou o Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento²⁸. O gestor técnico do sistema pode assumir um papel nestes instrumentos, em paralelo com o operador da rede de transporte, tal como ser envolvido no contexto da elaboração dos PDIRT e PDIRD pelos respetivos operadores de rede.

²⁵ Vd. artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

²⁶ Vd. artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 215-B/2012.

²⁷ Vd. artigo 32.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 215-B/2012.

²⁸ Vd. artigo 66.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 215-B/2012.

7 ENQUADRAMENTO DA REN TRADING NA ATUAL PROPOSTA

A entrada em funcionamento pleno do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL), em julho de 2007, foi precedida da cessação de 32 contratos de aquisição de energia elétrica (CAE)²⁹, através da adesão desses produtores ao regime dos CMEC. Mantiveram-se em vigor apenas os CAE da Turbogás - central de ciclo combinado a gás natural, com 990 MW de potência instalada, na Tapada do Outeiro junto ao Rio Douro - e da Tejo Energia - central térmica a carvão, com 660 MW de potência instalada, no Pego junto ao Rio Tejo.

A gestão da energia elétrica destas centrais com CAE não cessado é, nos termos da legislação nacional, da responsabilidade da REN Trading, cuja atividade atual consiste em revender nos mercados de eletricidade a energia elétrica produzida pelas centrais da Turbogás e da Tejo Energia, e pagar esta energia com o enquadramento contratual e custos definidos nos respetivos CAE. A diferença entre os custos da energia elétrica emitida pelas centrais com CAE e as receitas geradas pela venda desta energia é paga por todos os consumidores de energia elétrica através da tarifa de Uso Global do Sistema (Sobrecusto CAE).

Nota-se que o papel da REN Trading pode acarretar elevadas necessidades de financiamento, devido aos custos a suportar com os CAE, que são da ordem de 400 a 500 M€ por ano, se forem incluídos os encargos fixos e os encargos variáveis. Estas necessidades de financiamento são supridas dentro do grupo empresarial da REN, sendo reconhecidos para efeitos tarifários eventuais desvios que se verifiquem (com um desfasamento de 2 anos).

Reconhecendo a necessidade de minimização do Sobrecusto CAE transferido para os consumidores de energia elétrica, o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, atribuiu à ERSE a competência para a definição de mecanismos de incentivo com vista à otimização da gestão dos CAE não cessados. Os mecanismos criados pela ERSE³⁰ têm como objetivo promover uma atuação da REN Trading que aumente as margens operacionais obtidas pelas centrais da Turbogás e da Tejo Energia, tendo em conta o quadro competitivo em que a atividade de produção em regime ordinário atualmente se desenvolve. De modo sucinto, estes mecanismos condicionaram as receitas permitidas à REN Trading ao valor das margens operacionais obtidas para as duas centrais, pretendendo maximizar estas últimas de modo a obter benefícios diretos para os consumidores de eletricidade.

²⁹ Os CAE foram estabelecidos no passado num contexto de empresa pública verticalmente integrada, para materializar a relação comercial entre a produção e a venda de energia e, simultaneamente, permitir a liberalização da atividade de produção, com o aparecimento de produtores independentes cuja relação comercial com a empresa verticalmente integrada tinha a mesma forma contratual.

³⁰ Publicados no Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, e revistos posteriormente pela Diretiva n.º 1/2013, de 2 de janeiro, e pela Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

Na dimensão da organização do SEN e como descrito, resulta do n.º 2 do artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006 que a entidade concessionária da RNT deve efetuar a venda da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE não cessados. Este tema foi objeto de análise expressa na mencionada decisão de certificação do ORT. Nessa decisão foram impostas à REN – Redes Energéticas Nacionais e às concessionárias da RNT e da RNTGN medidas no sentido de reforçar a transparência do modelo de governação e independência da REN Trading face aos Operadores das Redes de Transporte, ficando também assegurado que a atividade da REN Trading não poderá ser prolongada após o termo dos CAE ainda vigentes.

Segundo o projeto de lei em apreciação, a REN – Rede Elétrica Nacional continua a ser a concessionária da RNT, apenas sendo alteradas as condições de exploração da concessão com a revogação das Bases III e X. Nestes termos, a REN Trading poderá continuar a desempenhar as atribuições que lhe estão atualmente cometidas. Nesse cenário, será necessário reavaliar as condições de separação relativamente à REN – Rede Elétrica Nacional, impostas na decisão de certificação, uma vez que esta passará a assumir um regime diferente de separação vertical de atividades.

8 CONCLUSÕES

O projeto de lei submetido a parecer da ERSE contém medidas que alteram de forma importante e estrutural a organização das empresas mais relevantes para o funcionamento e articulação dos setores da eletricidade e do gás natural: os operadores da rede de transporte (da RNT e da RNTGN).

O projeto pressupõe uma alteração dos contratos de concessão da RNT e da RNTGN (incluindo também a alteração do contrato de concessão das redes de distribuição de eletricidade em Alta Tensão – AT - e Média Tensão – MT - e a alteração dos contratos de concessão das redes de distribuição de gás natural, v.g. quanto à função de planeamento das redes) o que comporta como riscos potenciais: a) a obrigação do Estado concedente promover a reposição do equilíbrio contratual; b) a obrigação do Estado indemnizar os acionistas pela alteração dos pressupostos em que foi feita a privatização.

Apesar das Diretivas da Eletricidade e Gás permitirem a opção entre três modelos de separação do Operador da Rede de Transporte (*full ownership unbundling* - OU, operador de sistema independente - OSI, operador da rede de transporte independente - OTI), apontaram no sentido da preferência pelo modelo de *full ownership unbundling* e consagraram restrições, para além dum calendário.

Os modelos OSI e OTI só poderiam ser escolhidos caso à data da entrada em vigor das Diretivas i.e. a 3 de setembro de 2009, o operador do sistema pertencesse a uma empresa verticalmente integrada (artigos 13.º e 14.º da Diretiva Eletricidade e Gás Natural, respetivamente).

O modelo de propriedade e de gestão das empresas operadoras da rede de transporte de eletricidade e de gás natural está sujeito a um regime estrito de separação vertical (*unbundling*), que garanta a sua independência perante todos os agentes do mercado e foi implementado em Portugal, com a transposição das diretivas para o direito nacional.

A certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional e da REN Gasodutos como operadores de rede de transporte em regime de separação completa jurídica e patrimonial foi atribuída pela ERSE no ano 2015, após parecer da Comissão Europeia e a verificação dum vasto conjunto de condições que foram impostas pelo Regulador e cumpridas pelo ORT.

A opção pelo modelo OSI, nesta fase, afigura-se desconforme ao direito comunitário. Mesmo que, contrariamente ao que tem sido entendido, fosse possível passar da atual situação de *full ownership unbundling* para o modelo do projeto de lei, existiria uma alteração do modelo de certificação, implicando um novo procedimento de certificação e de aprovação da Comissão Europeia (parte final do n.º 1 dos artigos 13.º e 14.º das Diretivas Eletricidade e Gás Natural, respetivamente).

O planeamento das redes de transporte e distribuição de eletricidade e gás natural que o projeto de lei propõe atribuir à nova entidade pública autónoma de gestão técnica do sistema é já hoje sujeito a um grau

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

elevado de escrutínio, incluindo consulta pública e emissão de parecer pela ERSE, avaliação pela DGEG, discussão na Assembleia da República e aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Sem prejuízo dum envolvimento do gestor técnico do sistema no planeamento das redes, enquanto entidade autónoma do operador da rede de transporte, o papel que lhe é reservado no projeto não aparenta introduzir vantagens ou eficiências para o atual modelo.

Na dimensão económica da atividade de gestão técnica do sistema, a ERSE sublinha a existência de dois conjuntos distintos de atividades e papéis:

- i. O primeiro corresponde à dimensão da operação técnica dos sistemas energéticos, garantia de abastecimento de curto prazo e de conciliação entre a realidade física das infraestruturas dos setores com a realidade comercial, que incorpora recursos, trabalhadores e imobilizado afetos a esta atividade e cuja recuperação dos custos está integralmente sujeita à regulação da ERSE;
- ii. O segundo corresponde aos fluxos financeiros do SEN e do SNGN pelos quais o ORT é responsável e que envolvem vários agentes do SEN e do SNGN como os centros electroprodutores, os operadores das infraestruturas de alta pressão (armazenamento subterrâneo e terminal de GNL), os operadores de rede de distribuição, os consumidores, as empresas de eletricidade das Regiões Autónomas e a REN Trading, entre outros. O ORT tem, aqui, uma função de intermediário nas transações financeiras que implementam decisões regulatórias e legislativas mas que não se relacionam com a atividade operacional do gestor técnico.

As necessidades financeiras da atividade de gestão técnica global, quer no SEN, quer no SNGN, são mais dependentes deste segundo grupo de atribuições do ORT do que da componente operacional da gestão do sistema, sendo que os custos próprios de exploração e custos com capital da atividade são pouco expressivos no total, o que alerta para a necessidade de definir sem ambiguidade o escopo das funções dum gestor técnico do sistema, autónomo do ORT.

A função financeira da Gestão Técnica do Sistema que está incluída nos sistemas tarifários do setor elétrico e do gás natural tem um conjunto de vantagens. Por um lado, ao focar a recuperação numa função particular, permite assegurar a efetiva canalização dos custos do setor elétrico e do gás natural ao longo da cadeia de valor de cada setor regulado, garantindo que as restantes atividades reguladas recuperem apenas os custos que lhes são diretamente associados, segundo princípios de eficiência, de justiça e de adequação dos sinais preço. Por outro lado, garante a efetiva monitorização do processo de recuperação dos fluxos financeiros em questão, por estes fluxos serem integrados em dois sistemas tarifários integralmente regulados.

A fixação dos proveitos permitidos inclui um mecanismo de ajustamento com vista a recuperar as diferenças entre os proveitos que deveriam ter sido recuperados por aplicação das tarifas e os que foram

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

de facto recuperados, determinados no ano seguinte à ocorrência e recuperados nas tarifas com 2 anos de desfasamento.

O atual modelo responde às especificidades desta atividade, com elevadas exigências financeiras e de gestão de tesouraria, fora do contexto das contas públicas, situação que pode não ocorrer no modelo proposto de empresa pública. Estes fluxos financeiros regulados na atividade de gestão do sistema explicitados com maior detalhe atrás, podem globalmente representar os seguintes valores anuais aproximados:

- Setor elétrico: 444 M€ de montantes pass-through e CIEG e 74 M€ relativos à tarifa social;
- Setor do gás natural: 48 M€ de montantes pass-through.

Acresce que a gestão da energia elétrica das centrais com CAE não cessado é, nos termos da legislação nacional, da responsabilidade da REN Trading, cuja atividade pode acarretar elevadas necessidades de financiamento, devido aos custos a suportar com os CAE, que são da ordem de 400 a 500 M€ por ano, se forem incluídos os encargos fixos e os encargos variáveis. Estas necessidades de financiamento são supridas dentro do grupo empresarial da REN, sendo reconhecidos para efeitos tarifários eventuais desvios que se verifiquem (com um desfasamento de 2 anos).

No projeto em apreciação, a REN – Rede Eléctrica Nacional continua a ser a concessionária da RNT, mantendo as atribuições atualmente cometidas, cenário em que será necessário reavaliar as condições de separação da REN Trading relativamente à REN – Rede Eléctrica Nacional, impostas na decisão de certificação, uma vez que esta passará a assumir um regime diferente de separação vertical de atividades.

A ERSE caracteriza aquelas que são as principais dimensões de análise sobre uma eventual separação da atividade de gestão técnica global face à operação da rede de transporte, na perspetiva regulatória, sem deixar de ter presente o papel fulcral do ORT no bom funcionamento do mercado de eletricidade e de gás natural, na dimensão nacional e na do mercado interno, no contexto legal e regulamentar europeu aplicável.

Por tudo o exposto, a ERSE considera que o projeto apresentado deve merecer ponderação e uma detalhada análise custo-benefício, com eventual consideração de alternativas conducentes aos mesmos resultados i.e. a garantia da atuação do ORT com independência face aos agentes do mercado de eletricidade e de gás natural e a prossecução da sua atividade sob um nível elevado de escrutínio e exigência quanto às capacidades técnicas e à eficiência económica dos recursos utilizados, que são, em última análise, suportados pelos consumidores de eletricidade e gás natural.

PARECER DA ERSE SOBRE O PROJETO DE LEI QUE SEPARA A ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA ELÉTRICO E DE GÁS NATURAL RELATIVAMENTE ÀS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL

A ERSE está disponível para analisar com mais profundidade e mais demoradamente as matérias incluídas no presente parecer, como contributo para a discussão do projeto de lei.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 17 de abril de 2017