PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR DO GÁS NATURAL

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Dezembro 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

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA 7

2.1 Tarifas de acesso à rede de transporte - contratos de capacidade diária para entrega a clientes 7

2.2 Diferenciação de preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis 18

2.3 Aplicação de tarifas de acesso às redes em AP a clientes ligados às redes de MP 39

2.4 Mecanismo de incentivo às trocas reguladas de GNL 45

2.5 Novos produtos de capacidade 50

2.5.1 Contratação de capacidade de curto prazo nas infraestruturas de Alta Pressão 50

2.5.2 Contratação de capacidade de longo prazo nas infraestruturas de Alta Pressão 52

2.6 Tarifas de Venda a Clientes Finais 54

2.6.1 Tarifa Social 54

2.6.2 Tarifas transitórias – Mecanismo de agravamento 55

2.7 Alterações de clarificação 56

3 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS 59

3.1 Metodologia de atenuação de ajustamentos dos proveitos permitidos na atividade de armazenamento de gás natural 59

3.2 Alargamento da regulação por incentivos à atividade de gestão técnica global do sistema 62

3.3 Apuramento de proveitos permitidos para a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL 64

3.4 Modelo de regulação aplicável ao reenchimento de navios metaneiros e outros serviços no Terminal de GNL 67

3.5 Recuperação dos proveitos permitidos das atividades de transporte e de distribuição de gás natural associada à evolução da Procura 70

3.6 Custos de exploração da atividade de Comercialização de Gás Natural 73

3.7 Pedido de informação das operações intragrupo 78

3.8 Adequação do RT à legislação em vigor 79

3.9 Utilização das contas auditadas para cálculo de ajustamentos de proveitos 79

3.10 Informação a fornecer à ERSE após cessação das atividade dos operadores regulados 80

3.11 Reporte de factos ocorridos em momentos posteriores às datas de reporte da informação regulatória 81

4 ENCARGOS DE NEUTRALIDADE 83

1 INTRODUÇÃO

Nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, e dos Estatutos da ERSE com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, o Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações, o Regulamento das Relações Comerciais, o Regulamento de Operação das Infraestruturas, o Regulamento de Qualidade de Serviço e o Regulamento Tarifário do setor do gás natural são aprovados pela ERSE, através de um processo de consulta pública.

Considerando oportuna a revisão do enquadramento regulamentar do setor do gás natural e a sua discussão com os interessados do setor, a ERSE submete a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar que abrange o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII) e o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) do setor do gás natural.

O atual quadro regulamentar do setor do gás natural, aprovado em 2013, incorporou já uma parte substancial das regras comuns para o mercado interno de energia estabelecidas no terceiro pacote legislativo da União Europeia, publicado em julho de 2009, e transposto para a legislação nacional através do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro e do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, também de 26 de outubro.

Desde então, foram publicados três regulamentos europeus (códigos de rede europeus), previstos no terceiro pacote de Diretivas, com especial relevância no contexto regulamentar do setor do gás natural. Foram publicados o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, através do Regulamento (UE) nº 984/2013, de 14 de outubro, o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, através do Regulamento (UE) nº 312/2014, de 26 de março, e o código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados, através do Regulamento (UE) nº 2015/703, de 30 de abril.

A anterior revisão regulamentar antecipou algumas das disposições previstas nestes códigos de rede, importando ainda assim adaptar a regulamentação para permitir total coerência com os referidos códigos de rede. Acrescem as necessárias adaptações decorrentes de alterações legislativas e regulamentares ocorridas no setor do gás natural desde 2013.

Com a presente proposta de revisão regulamentar, a ERSE completa a plena implementação, no quadro regulamentar nacional do setor do gás natural, dos códigos de rede europeus referidos, sendo esse um marco assinalável no processo de integração dos mercados europeus e do mercado ibérico em particular. Importa referir a este respeito que à alteração do quadro regulamentar deverá ainda seguir-se uma revisão dos procedimentos de detalhe operacional e implementação de sistemas pelos operadores

e agentes do setor, de forma a tornar efetivas as novas regras na operação diária do sistema nacional de gás natural.

Em julho de 2016 iniciar-se-á o quarto período regulatório no setor do gás natural, o que motiva também uma revisão das metodologias de regulação económica das atividades dos operadores no quadro da atual situação do setor de gás natural e dos desenvolvimentos futuros.

Na vigência do atual quadro regulamentar, foi completado o processo de certificação do operador da rede de transporte de gás natural em regime de separação completa jurídica e patrimonial, decorrendo do terceiro pacote de Diretivas, e implementado o processo gradual de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais pelos comercializadores de último recurso. O estado da liberalização do mercado retalhista de gás natural que se atingiu mudou significativamente o contexto do mercado de gás natural e a própria atuação da regulação e dos agentes no mercado. Estas condicionantes marcam também as linhas orientadoras do atual processo de revisão regulamentar.

Desde o início da sua atuação, a ERSE procurou implementar metodologias regulatórias adaptadas às particularidades do setor do gás natural em termos económicos, técnicos e legais. Num primeiro momento, um dos principais enfoques da atuação da ERSE foi garantir a sustentabilidade económica de um sector muito recente, com um nível de investimento elevado, mas com uma, ainda, reduzida utilização das suas infraestruturas. De modo a conter a pressão tarifária decorrente da conjugação destes fatores, foi implementada nas atividades de transporte, distribuição e do Terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) uma metodologia de alisamento temporal dos custos com o capital, que repercutia estes custos tendo em conta a evolução da utilização das infraestruturas em alta, média e baixa pressão. Com o aumento do consumo de gás natural, e a consequente maior utilização dessas infraestruturas, esta metodologia foi abandonada, com exceção das atividades do Terminal de GNL.

Em paralelo, a ERSE reforçou a sua atuação na promoção da eficiência económica nas diferentes atividades reguladas, com vista à diminuição dos custos operacionais, alicerçada na regulação por incentivos. De forma a garantir a estabilidade regulatória, a introdução da regulação por incentivos foi efetuada de forma progressiva nas diferentes atividades até ao período regulatório anterior.

O facto dos períodos regulatórios terem três anos de duração permite adaptar de forma quase contínua a atuação da ERSE à evolução do contexto em que as atividades reguladas se desenvolvem, bem como ao desempenho das empresas face às metas anteriormente definidas, sem pôr em causa a necessária estabilidade regulatória. Para este fim, a ERSE pode recorrer às revisões das metodologias regulatórias plasmadas no Regulamento Tarifário ou, no quadro das metodologias existentes, redefinir os parâmetros regulatórios, tais como o custo de capital ou as metas de eficiência. A revisão das metodologias regulatórias constitui um instrumento mais disruptivo, que se justifica quando é patente a insuficiência da resposta dada pelas metodologias existentes à data para os objetivos traçados ou quando alterações do quadro técnico, legal ou económico assim o impõem. A revisão dos parâmetros regulatórios constitui um

instrumento mais flexível, que permite tornar mais eficaz e adaptadas ao desempenho das empresas as metodologias existentes.

Assim, qualquer processo de revisão regulamentar pressupõe uma análise prévia da evolução do setor em causa, do seu contexto económico e legal, bem como dos resultados alcançados pelas empresas face às metas impostas.

O setor do gás natural iniciou a sua atividade em Portugal no início da última década do século passado, tendo atingido atualmente alguma maturidade em termos de crescimento, designadamente se forem tidos em conta o abrandamento da evolução do ritmo de investimento nas infraestruturas em alta, média e baixa pressão e a ligeira diminuição do consumo de gás natural, observados há já alguns anos.

Esta relativa estabilidade não justifica, *per se*, a revisão regulamentar se não se verificasse o facto dela se materializar de forma diferente consoante as atividades, tendo-se em especial verificado uma menor, mas mais imprevisível, utilização das infraestruturas de armazenamento. Alguns fatores poderão justificar esta tendência, tais como a alteração da estrutura de consumo do gás natural, consubstanciada num decréscimo acentuado do consumo para o mercado elétrico, por motivos conjunturais e estruturais, consumo este que é fortemente sazonal, em contrapartida do aumento do consumo do setor industrial, bem como num decréscimo da utilização do Terminal de GNL. Essa volatilidade da procura reflete-se num aumento dos ajustamentos aos proveitos permitidos com impactes tarifários evidentes, que importa considerar.

Observa-se, igualmente, a necessidade de ponderar a aplicação de metodologias de controlo dos impactes tarifários associados à evolução da procura nas atividades de transporte e de distribuição de gás natural. No entanto, estes mecanismos não poderão distorcer o sinal custo a transmitir aos consumidores nem avolumar os montantes de custos a recuperar pelas tarifas. Deste modo, a recuperação dos proveitos terá um horizonte temporal em linha com a duração de um período regulatório.

Existem, assim, um conjunto de motivos, alguns exógenos ao sector, que justificam a revisão do Regulamento Tarifário levada à consulta pública.

A própria necessidade de melhoria da prática regulatória justifica alterações do quadro regulamentar. Neste particular, sublinha-se a necessidade da informação facultada ao regulador por parte das empresas reguladas ter de melhor refletir o seu desempenho económico e financeiro, designadamente porquanto as metodologias regulatórias aplicadas pela ERSE na definição dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas assentem principalmente nesta informação.

Neste quadro, as alterações propostas ao Regulamento Tarifário apresentadas e justificadas neste documento, abrangem os seguintes vetores:

- Harmonização regulatória no plano ibérico e no contexto dos códigos de rede europeus que emanaram do 3.º pacote de Diretivas do mercado interno da energia;
- Introdução de um mecanismo de atenuação do impacte dos ajustamentos ao nível dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo;
- Revisão da metodologia de regulação dos custos operacionais da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema, com a introdução de regulação por incentivos;
- Uniformização entre os setores elétrico e do gás natural das metodologias regulatórias aplicadas na atividade de Comercialização, com a introdução de um mecanismo de custos de referência;
- Melhoria da informação económica e financeira a recolher junto das empresas reguladas;
- Introdução de mais flexibilidade na estrutura das tarifas de acesso às redes, contribuindo para uma maior utilização do sistema de gás natural por consumidores com consumos concentrados no tempo;
- Revisão do Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de GNL, com o objetivo de fomentar a existência de trocas reguladas de GNL, assim como uma maior utilização do Terminal de GNL;
- Previsão de novos produtos de capacidade e respetivas tarifas nas infraestruturas de alta pressão.
- Previsão da publicação dos descontos relativos às Tarifas Sociais de Acesso às Redes por termo tarifário e a aplicação obrigatória destes a cada oferta comercial, disponibilizada por cada comercializador;
- Atualização do conteúdo normativo do RT, de forma a garantir total coerência com a legislação em vigor.

Cada proposta é apresentada e contextualizada neste documento, sendo ainda referidos os artigos afetados para uma leitura guiada da proposta de alteração do articulado do Regulamento.

Em documento separado apresentam-se, em modo de revisão, as alterações propostas ao articulado do RT, sendo que para os textos eliminados se adotou a forma “rasurado” e o novo articulado foi sombreado a amarelo. A numeração do novo articulado efetuou-se mediante a inclusão de letras por ordem alfabética.

As contribuições escritas enviadas à ERSE serão tornadas públicas, salvo indicação expressa em contrário, sendo disponibilizadas na página da ERSE na Internet (www.erse.pt) em “CONSULTAS PÚBLICAS”, onde se encontram também o presente documento e as propostas de revisão dos articulados.

Estas contribuições podem ser enviadas à ERSE até 3 de fevereiro de 2016, preferencialmente, por correio eletrónico para o endereço revreggasnatural2015@erse.pt, ou por correio ou fax, para os seguintes endereços:

Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1 1400-113 Lisboa

Fax: 213033201

No dia 14 de janeiro de 2016, terá lugar, nas instalações da ERSE, uma audição pública para a qual se convidam desde já todas as entidades, associações, empresas e demais partes interessadas na revisão dos regulamentos do setor do gás natural. O programa da Audição Pública será oportunamente divulgado na página da ERSE na Internet.

Após a audição pública, e tendo em conta as várias contribuições recebidas, a ERSE irá proceder à elaboração e publicação dos novos Regulamentos. Essa publicação será acompanhada de um documento justificativo das soluções adotadas, que integra a análise dos comentários recebidos.

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

2.1 TARIFAS DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE - CONTRATOS DE CAPACIDADE DIÁRIA PARA ENTREGA A CLIENTES

A avaliação da introdução de uma nova opção tarifária em alta pressão com contratação de capacidade diária é orientada por diversos fatores, a saber: (i) aperfeiçoamento da harmonização tarifária com Espanha, (ii) oferta de maior flexibilidade aos utilizadores das redes, (iii) resposta às diversas solicitações apresentadas à ERSE por diversos utilizadores das redes e pelo Conselho Tarifário da ERSE e (iv) promoção de uma maior utilização das infraestruturas do sistema de gás natural por consumidores com consumos concentrados no tempo, devendo assegurar um benefício económico para o sistema e para todos os consumidores.

A inexistência de contratos de acesso às redes diários em Portugal faz com que os consumos de curtas utilizações sejam substancialmente mais onerados em Portugal comparativamente com o que se passa em Espanha. Esta situação afeta particularmente o funcionamento de determinadas atividades muito integradas no espaço ibérico como é o caso do funcionamento dos ciclos combinados no mercado elétrico ibérico. A existência em Espanha de contratos de acesso às redes de transporte em base diária permite oferecer maior flexibilidade a este tipo de utilizadores e, eventualmente, promove uma maior utilização de gás natural para produção de eletricidade em Espanha favorecendo-se uma maior utilização de todas as infraestruturas de alta pressão, situação que pode resultar em beneficio de todos os consumidores por se facilitar a diluição dos custos das infraestruturas por maior procura.

Deste modo, considera-se importante avaliar a introdução de maior flexibilidade nos custos de acesso à rede de transporte de alta pressão, tendo a ERSE assumido esse compromisso, em resposta à recomendação do Conselho Tarifário no seu Parecer à "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016", no qual recomendava a ponderação pela ERSE da introdução de novas soluções tarifárias alinhadas com as existentes em Espanha, promovendo-se a competitividade das centrais de ciclo combinado em Portugal.

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE PARA ENTREGAS A CLIENTES, EM PORTUGAL E EM ESPANHA

Em Portugal as tarifas de acesso à rede de transporte para entregas a clientes apresentam três opções tarifárias distintas: Longas Utilizações, Curtas Utilizações e opção Flexível (contratação exclusivamente mensal e contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente entre abril e setembro). Em Espanha existe adicionalmente a opção tarifária diária, o que facilita o acesso às infraestruturas de alta pressão por utilizadores com consumos concentrados no tempo.

Em Portugal os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade da opção tarifária flexível com contratação exclusivamente mensal com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações são apresentados no Quadro 2-1.

Quadro 2-1 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível mensal em Portugal

	Mês	Fatores multiplicativos Tarifa Mensal
Inverno	Jan	2,00
	Fev	2,00
	Mar	2,00
Verão	Abr	1,00
	Mai	1,00
	Jun	1,00
	Jul	1,00
	Ago	1,00
	Set	1,00
Inverno	Out	2,00
	Nov	2,00
	Dez	2,00

Verifica-se que a capacidade flexível apresenta um custo 2 vezes superior à capacidade de longas utilizações nos meses de inverno e um custo igual nos meses de verão.

Para o ano gás 2014-2015 os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte são os apresentados no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano gás 2014-2015

		Termo de Capacidade (€/kWh/dia/dia)				Termo de Energia (€/kWh)			
	Mês	Longas	Curtas	Flexível Anual	Flexível Mensal	Longas	Curtas	Flexível Anual	Flexível Mensal
Inverno	Jan	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022
	Fev	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022
	Mar	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022
Verão	Abr	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022
	Mai	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022
	Jun	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022
	Jul	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022
	Ago	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022
	Set	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022
Inverno	Out	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022
	Nov	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022
	Dez	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000022	0,002318	0,000022	0,000022

As opções tarifárias de acesso em Espanha podem ser classificadas como (i) uma tarifa base anual, (ii) uma tarifa mensal, (iii) uma tarifa diária e (iv) uma tarifa com o *mix* de produto anual e mensal. Na tarifa

base anual a capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses. Na tarifa mensal ou diária, a capacidade é contratada em base exclusivamente mensal ou diária. A tarifa flexível com *mix* de produto anual e mensal permite a contratação de uma capacidade base anual e mensalmente complementar com um produto mensal.

Em Espanha, os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade da opção tarifária flexível mensal e diária com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações são apresentados no Quadro 2-3. Verifica-se que a capacidade flexível mensal apresenta um custo 2 vezes superior à capacidade base para os meses de inverno e um custo igual nos meses de verão. No que respeita à capacidade flexível diária, esta apresenta uma diferenciação mensal, com um custo 3 vezes superior à capacidade base para os meses de inverno e um custo 1,8 vezes superior à capacidade base nos meses de Verão.

Quadro 2-3 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível mensal e diária em Espanha

		Fatores multiplicativos em Espanha	
	Mês	Tarifa Mensal	Tarifa diária
Inverno	Jan	2,0	3,04
	Fev	2,0	3,04
	Mar	2,0	3,04
Verão	Abr	1,0	1,83
	Mai	1,0	1,83
	Jun	1,0	1,83
	Jul	1,0	1,83
	Ago	1,0	1,83
	Set	1,0	1,83
Inverno	Out	2,0	3,04
	Nov	2,0	3,04
	Dez	2,0	3,04

Para o ano de 2015 os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e distribuição em Espanha (tarifas correspondentes à tarifa 2.6 > 500 GWh/ano) são os apresentados no Quadro 2-4.

Quadro 2-4 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e distribuição em Espanha, para 2015

		Termo de Capacidade* (€/kWh/dia/dia)				Termo de Energia* (€/kWh)			
			Flexível				Flexível		
	Mês	Base Anual	Anual	Mensal	Diária	Base Anual	Anual	Mensal	Diária
Inverno	Jan	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Fev	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Mar	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Verão	Abr	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Mai	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Jun	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Jul	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Ago	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Set	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Inverno	Out	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Nov	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Dez	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852

* - Tarifas correspondentes à tarifa 2.6 >500 GWh/ano (Orden IET/2445/2014, de 19 Dezembro)

Esta tarifa em Espanha integra todos os custos de acesso às redes em AP, ou seja, integra a soma das tarifas de uso da rede de transporte e de uso global do sistema em Portugal.

No Quadro 2-5 apresentam-se os preços das tarifas de acesso à rede de transporte em Portugal para os CEP, resultante da soma das tarifas de uso da rede de transporte e de uso global do sistema. Estes preços ora apresentados são comparáveis com os do Quadro 2-4 em Espanha.

Quadro 2-5 - Preços da tarifa de acesso à rede de transporte aplicável aos CEP, para o ano gás 2014-2015

		Termo de Capacidade (€/kWh/dia/dia)				Termo de Energia (€/kWh)			
				Flexível				Flexível	
	Mês	Longas	Curtas	Anual	Mensal	Longas	Curtas	Anual	Mensal
Inverno	Jan	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Fev	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Mar	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
Verão	Abr	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Mai	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Jun	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Jul	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Ago	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Set	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
Inverno	Out	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Nov	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Dez	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238

AVALIAÇÃO DA INTRODUÇÃO DE TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE COM CONTRATAÇÃO DIÁRIA

Com o objetivo de se avaliar o interesse e os riscos da introdução de maior flexibilidade nas tarifas de acesso à rede de transporte, simulou-se o efeito da introdução de uma nova opção tarifária de acesso à rede de transporte com contratação de capacidade diária, em linha com o praticado em Espanha. Com base em dados históricos de funcionamento dos centros eletroprodutores (CEP) caracterizou-se o funcionamento de cada central no mercado ibérico no ano gás 2014-2015, quer no que respeita ao consumo de gás natural, quer no que respeita ao preço oferecido no mercado elétrico. O preço oferecido no mercado elétrico incorpora em cada CEP o custo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em vigor. Descontando este custo de uso da rede de transporte e simulando o efeito da introdução de uma nova opção tarifária flexível com contratação diária, obtém-se o "novo" preço da oferta estimada para cada CEP no mercado diário. Comparando este novo preço com o preço marginal do mercado, para essa mesma hora, simulou-se a alteração na ordem de mérito de cada CEP. Desta forma estimam-se quais as alterações no volume de gás natural consumido pelo conjunto dos CEP e nas receitas provenientes do pagamento da tarifa de Uso da Rede de Transporte, associadas à existência de uma nova opção tarifária com contratação diária. Para avaliar as referidas alterações foram considerados 3 cenários de preços de capacidade para esta nova opção flexível diária (Quadro 2-6), a saber:

- Cen 1: Preços de capacidade são determinados aplicando multiplicadores iguais aos multiplicadores da opção diária em Espanha.
- Cen 2: Preços de capacidade iguais aos preços de capacidade em Espanha, adicionados dos preços de energia em Espanha e deduzidos dos preços de energia em Portugal, garantindo-se preço médio de acesso em alta pressão (inclui tarifa de uso da rede de transporte e de uso global do sistema) idênticos em Portugal e Espanha.
- Cen 3: Preços de capacidade superiores aos preços de capacidade em Espanha, de modo a reduzir o risco de perda de receita da RNTIAT.

Quadro 2-6 - Multiplicadores considerados na avaliação da introdução da opção flexível diária

		Fatores multiplicativos Tarifa diária		
	Mês	Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3
Inverno	Jan	3,04	4,56	6,00
	Fev	3,04	4,56	6,00
	Mar	3,04	4,56	6,00
Verão	Abr	1,83	3,01	3,60
	Mai	1,83	3,01	3,60
	Jun	1,83	3,01	3,60
	Jul	1,83	3,01	3,60
	Ago	1,83	3,01	3,60
	Set	1,83	3,01	3,60
Inverno	Out	3,04	4,56	6,00
	Nov	3,04	4,56	6,00
	Dez	3,04	4,56	6,00

Os preços de capacidade diária resultantes da aplicação dos respetivos multiplicadores ao preço de capacidade da opção de longas utilizações são apresentados no Quadro 2-7. Apesar de se tratarem de preços diários, nesta análise apenas foi considerada uma diferenciação mensal conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 2-7 - Cenários de preços considerados na avaliação da introdução da opção flexível diária

		Termo de Capacidade (€/kWh/dia/dia)			Termo de Energia
	Mês	Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3	(€/kWh)
Inverno	Jan	0,002733	0,004099	0,005391	0,000238
	Fev	0,002733	0,004099	0,005391	0,000238
	Mar	0,002733	0,004099	0,005391	0,000238
Verão	Abr	0,001640	0,002705	0,003235	0,000238
	Mai	0,001640	0,002705	0,003235	0,000238
	Jun	0,001640	0,002705	0,003235	0,000238
	Jul	0,001640	0,002705	0,003235	0,000238
	Ago	0,001640	0,002705	0,003235	0,000238
	Set	0,001640	0,002705	0,003235	0,000238
Inverno	Out	0,002733	0,004099	0,005391	0,000238
	Nov	0,002733	0,004099	0,005391	0,000238
	Dez	0,002733	0,004099	0,005391	0,000238

No ano gás 2014-2015 o consumo agregado de gás natural pelos CEP foi de 6 TWh, em Portugal continental. Das simulações efetuadas resulta um acréscimo de consumo dos CEP para qualquer um dos cenários considerados, em relação ao consumo real. Este consumo varia em função do valor do preço de capacidade diária, sendo que, quanto maior o preço menor o incremento no consumo de gás natural, na medida em que a flexibilidade oferecida também é menor. Todavia, mesmo com preços elevados (multiplicadores elevados) (cenário 3) verifica-se um incremento no consumo de gás natural para o conjunto dos CEP em 583 GWh/ano (9,7%) em relação ao cenário real.

Quadro 2-8 - Consumo dos CEP em função dos cenários dos fatores multiplicativos

		Centros Eletroprodutores		
2014/2015		**Cen. 1**	**Cen. 2**	**Cen. 3**
Consumo Real	GWh	6 000	6 000	6 000
Novo Consumo	GWh	6 654	6 585	6 582
Δ Consumo Gás	GWh	654	586	583
	%	10,9%	9,8%	9,7%

Considerando o incremento de consumo de gás natural com a introdução da opção de contratação de capacidade diária (dados os fatores multiplicativos apresentados) importa analisar a consequência no que respeita à receita proveniente da tarifa de acesso à rede de transporte para o conjunto dos CEP (Quadro 2-9).

Quadro 2-9 - Faturação da tarifa de acesso à rede de transporte dos CEP em função dos cenários dos fatores multiplicativos

		Centros Eletroprodutores		
2014/2015		**Cen. 1**	**Cen. 2**	**Cen. 3**
Fatores multiplicativos da Tarifa Diária				
Inverno		3,04	4,56	6,00
Verão		1,83	3,01	3,60
Faturação Real (acesso) (1)	M€	22,06	22,06	22,06
Faturação c/ opção diária (acesso) (2)	M€	14,83	20,84	23,87
Δ Faturação (3)=(2)/(1)	M€	-7,23	-1,22	1,81
Proveitos URT (4)	M€	113,03	113,03	113,03
Δ Faturação (3)/(4)	%	-6,4%	-1,1%	1,6%

Do quadro conclui-se que nem sempre o incremento no consumo de gás natural está associado ao incremento da receita na componente de saída da tarifa de URT em AP, conforme demonstram os resultados dos cenários 1 e 2. No entanto, no cenário 3, o incremento de consumo implica um incremento de receita em 1,6% (1,8 M€) na componente de saída da tarifa de URT em AP.

Deste modo, conclui-se que a definição dos fatores multiplicativos a aplicar ao preço da capacidade de longas utilizações, a ocorrer durante o processo anual de cálculo de tarifas, terá de acautelar o interesse dos consumidores, simultaneamente no que respeita à flexibilidade oferecida e ao desvio de receitas associado. Este aspeto associado à definição dos multiplicadores apresenta particular relevância. A definição de multiplicadores reduzidos garante uma maior flexibilidade mas origina riscos de perda de receita, que será suportada por todos os outros consumidores.

ANÁLISE DA ESTRUTURA TARIFÁRIA COM CONTRATAÇÃO DE CAPACIDADE EM BASE DIÁRIA

No presente ponto são apresentadas as curvas de preço médio dos termos de saída das opções tarifárias de uso da rede de transporte em AP em Portugal e de uso da rede de transporte e distribuição em Espanha. É igualmente traçada a curva de preço médio da opção de contratação de capacidade diária para os 3 cenários de preços considerados anteriormente. Nesta análise é considerada uma capacidade máxima de 13 GWh/dia. São igualmente considerados dois tipos de perfis de consumo, ilustrados nas figuras seguintes e denominados por "perfil progressivo" e "perfil uniforme".

Figura 2-1 - Caracterização de um perfil de consumo progressivo

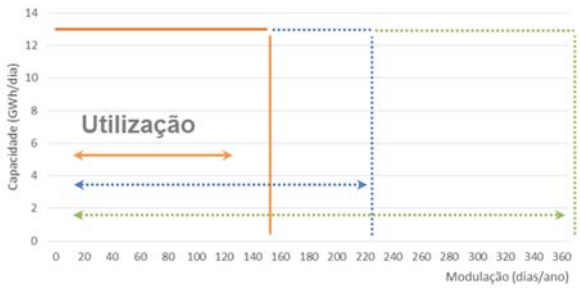
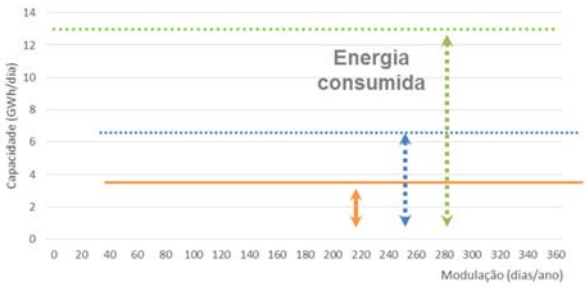


Figura 2-2 - Caracterização de um perfil de consumo uniforme



Uma utilização com um "perfil progressivo" define uma utilização com uma capacidade máxima diária de 13 GWh e com uma utilização variável de 1 a 365 dias no ano (implicando a variação na energia anual). Este tipo de perfil é dedicado para clientes que utilizam a rede de transporte apenas num período de tempo limitado com consumos pontuais.

Uma utilização com um "perfil uniforme" define uma utilização com uma capacidade máxima mensal/diária de 13 GWh e com uma utilização da rede nos 365 dias do ano. Este tipo de perfil é dedicado para clientes com um perfil de consumo próximo do retangular ou com consumos permanentes, mas com distintos valores de capacidade utilizada.

Na Figura 2-3 verifica-se que para uma utilização progressiva, em Espanha, a interseção da curva da opção anual com a opção diária ocorre para uma modulação de, aproximadamente, 150 dias/ano. Em Portugal, dependendo dos fatores multiplicativos considerados, esta interseção ocorre para uma modulação de 150, 100 e 80 dias/ano para os cenários 1, 2 e 3, respetivamente.

Comparando os preços médios dos contratos de duração inferior a 1 ano e com duração mensal, registam-se preços médios inferiores em Portugal face a Espanha, considerando uma utilização progressiva.

Utilização progressiva

Figura 2-3 - Curva de preço médio

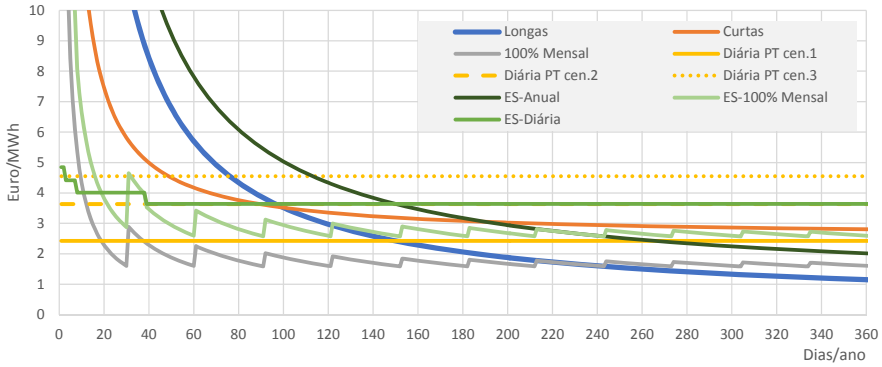
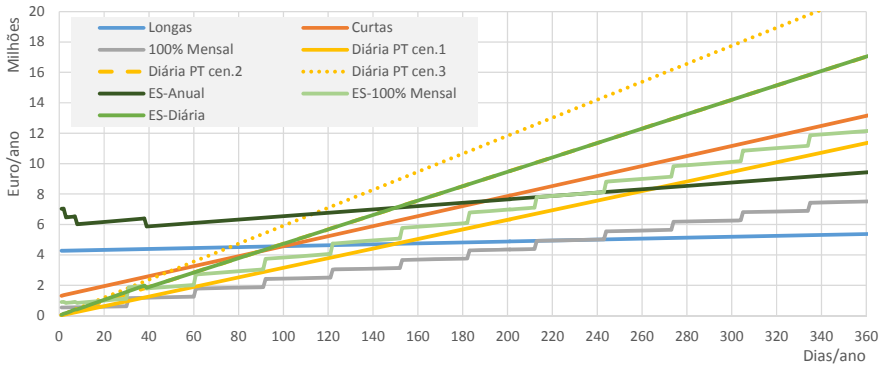


Figura 2-4 - Curva de faturação anual



Na Figura 2-5 verifica-se que, quer em Espanha quer em Portugal as opções flexíveis de contratação diária quando comparadas com as opções de longas utilizações têm um custo superior para os consumidores com modulações elevadas, considerando utilizações "retangulares" da rede de transporte. Na situação atual, sem a opção flexível diária em Portugal, para utilizações com modulações muito reduzidas os preços médios pagos em Portugal são superiores aos preços médios pagos em Espanha, pelo facto de em Espanha serem oferecidas tarifas de acesso às redes com contratação diária.

Utilização uniforme

Figura 2-5 - Curva de preço médio

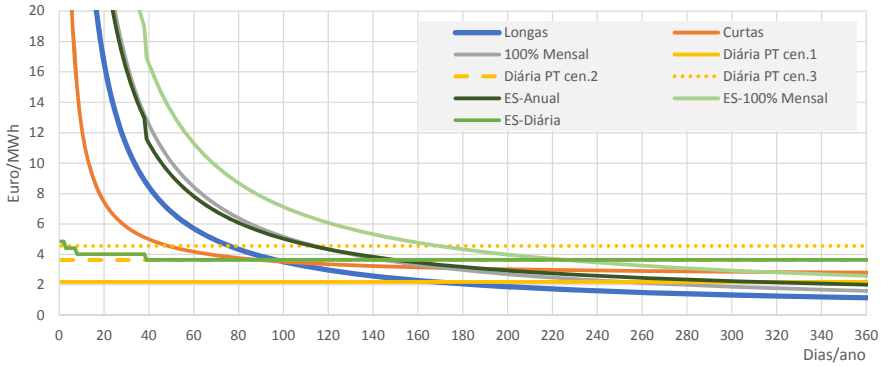
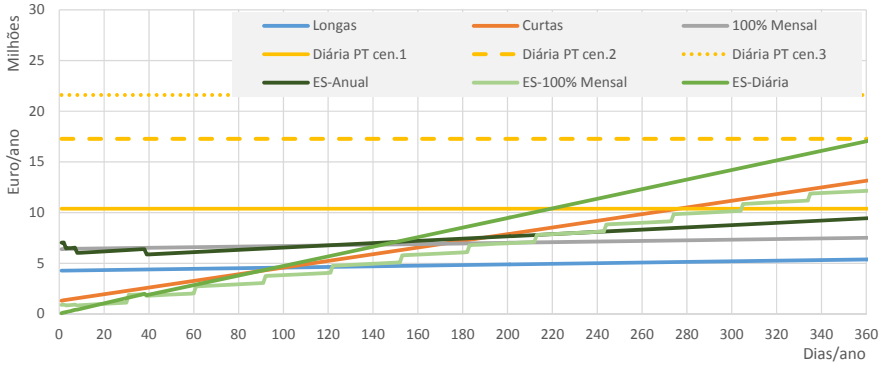


Figura 2-6 - Curva de faturação anual



PROPOSTA

A introdução de uma nova opção tarifária nas tarifas de URT com contratação de capacidade numa base diária para entregas a clientes promove a integração do mercado retalhista de gás natural ibérico e a harmonização tarifária com Espanha. Esta alteração contribui para o aumento da flexibilidade na estrutura tarifária para os consumidores com utilizações mais limitadas no tempo e por conseguinte pode contribuir para um aumento da utilização das infraestruturas do sistema nacional de gás natural.

Conforme evidenciado na análise efetuada, a introdução de contratação diária pode, dependendo dos multiplicadores, originar desvios tarifários e consequentemente transferência de pagamentos de consumidores que valorizam a flexibilidade para os restantes. A adoção de multiplicadores elevados conduz a uma menor oferta de flexibilidade mas em contrapartida pode garantir benefícios quer para os consumidores que valorizam a flexibilidade, quer para o sistema, na medida em que se aumentam os fluxos de gás natural nas infraestruturas e bem como a faturação das tarifas de uso de redes, resultando em benefício para todos os consumidores.

Os multiplicadores e preços de capacidade deverão ser definidos no processo anual de cálculo de tarifas em linha com o praticado nas demais opções tarifárias. Com esta proposta de alteração, as opções tarifárias de acesso às redes de transporte passam a ser as seguintes:

- Tarifa de longas utilizações:
  - A capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses.
- Tarifa de curtas utilizações:
  - A capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses.
  - O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia que apresenta valores mais elevados.
  - Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de metade da utilização média dos clientes ligados à rede do nível de pressão correspondente.
- Tarifa flexível anual:
  - Contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão
  - A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.
  - A capacidade mensal adicional dos meses de verão corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada.
- Tarifa flexível mensal:
  - Contratação exclusivamente mensal.
  - A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.
  - O preço da capacidade pode ser diferente em cada mês.
- Tarifa flexível diária (nova opção tarifária, a introduzir em função da presente consulta pública):
  - Contratação exclusivamente diária.
  - A capacidade diária corresponde ao consumo diário.
  - O preço da capacidade pode ser diferente em cada dia.

A contratação mensal e diária, no âmbito da nova tarifa flexível e das tarifas de curtas utilizações, sendo de caráter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas da rede de transporte.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

1. A introdução de uma opção tarifária flexível com contratação diária na tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável às entregas em AP.

Esta alteração tem impacto nos artigos 17.º, 18.º, 20.º, 23.º, 25.º, 48.º, 49.º, 49.º-A, 49.º-B, 52.º e 109.º do Regulamento Tarifário e nos artigos 136.º, 138.º, 138.º-A 139.º, 139.º-A, 140.º, 230.º e 235.º do Regulamento de Relações Comerciais.

2.2 DIFERENCIAÇÃO DE PREÇOS DE CAPACIDADE DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS FLEXÍVEIS

FLEXIBILIDADE DO LADO DA PROCURA DE ENERGIA

A integração de flexibilidade do lado da procura (DSF) é atualmente reconhecida como uma importante ferramenta na estratégia de energia da União Europeia, estando este tema bastante evidenciado quer na Diretiva de Eletricidade (*Directive 2009/72/EC*), quer na Diretiva de Eficiência Energética (*Directive 2012/27/EU*).

A flexibilidade do lado da procura pode assumir diversas formas como por exemplo alterações do lado do consumo, a procura de energia em tempo real, a produção integrada de energia, a substituição de combustíveis e os esquemas de eficiência energética, adquirindo diferentes níveis de aplicabilidade no setor da eletricidade e no setor do gás natural.

No setor da eletricidade os tempos de resposta do lado da procura poderão ser ao nível dos segundos e com durações curtas, enquanto no setor do gás natural os tempos de resposta são, de uma forma geral, mais demorados e com uma duração mais prolongada, uma vez que o equilíbrio nestes sistemas é efetuado no horizonte temporal diário.

Quer nos mercados *spot*, quer nos mercados a prazo, os preços do gás natural tendem a ser estabelecidos numa base diária. Embora os preços evoluam durante o dia, com diferentes níveis de procura, estas oscilações acabam por ser satisfeitas através de fontes de alimentação flexíveis e relativamente baratas, o que induz a uma baixa volatilidade nos preços de gás natural nos diferentes mercados. Desta forma a variação dos preços de gás natural torna-se mais evidente numa análise temporal mais alargada, existindo uma forte sazonalidade dos preços, fortemente influenciada pelas condições climatéricas.

Nos estudos realizados e publicados pela ACER e pelo CEER e pela CEPA[1], verificou-se que existem diferentes níveis de penetração dos sistemas de flexibilidade do lado da procura (DSF) de energia nos diferentes países.

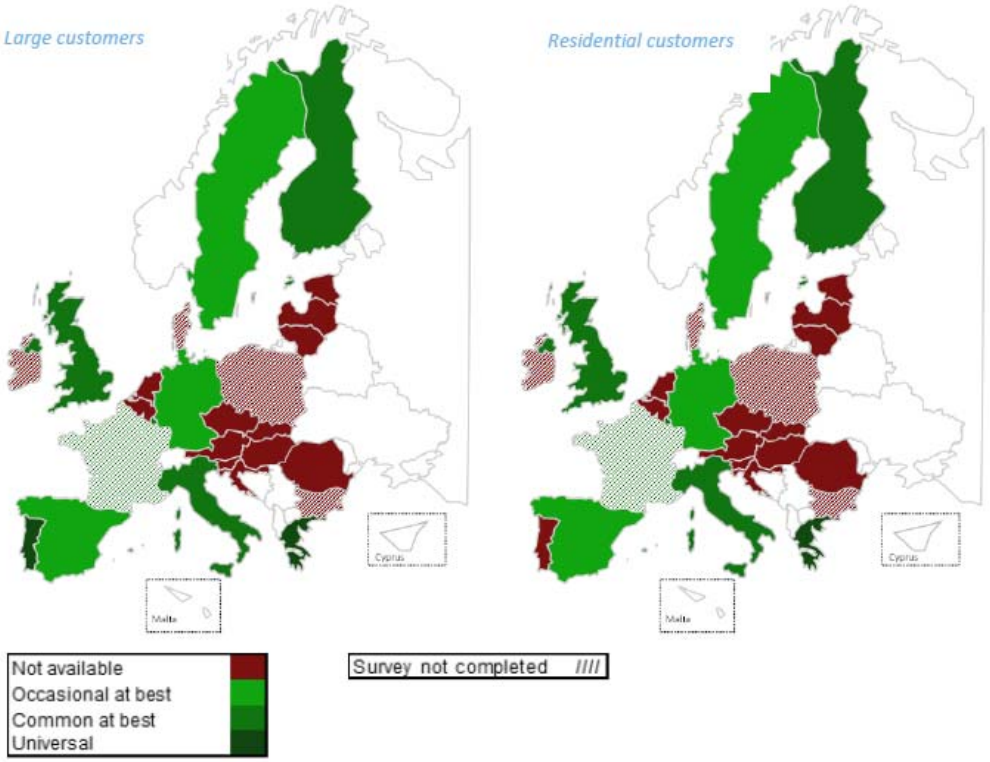
De uma forma geral a flexibilidade do lado da procura é mais comum no setor elétrico do que no setor do gás natural e está mais desenvolvida nos países onde existe um maior consumo de energia e onde existem esquemas de DSF já implementados ou numa fase avançada de implementação.

Tal como se pode observar na Figura 2-7 no setor do gás natural a implementação dos esquemas de DSF varia em função do tipo de consumidor.

As tarifas de venda a clientes finais com diferenciação temporal são mais comuns nos grandes clientes industriais (45% dos Estados Membros) enquanto nos clientes industriais de média dimensão este tipo de tarifas é apenas utilizado em 10% dos Estados Membros. Para os consumidores domésticos estas tarifas estão também presentes em aproximadamente 10% dos Estados Membros, não estando no entanto disponíveis de uma forma universal.

[1] "*Annual Report of the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013*", ACER/CEER, October 2014 e "*Demand Side Flexibility: The Potential Benefits and State of Play in the European Union*", CEPA, Imperial College London. September 2014.

Figura 2-7 - Tarifas de venda a clientes finais com diferenciação temporal, por tipo de consumidor (ano 2013)



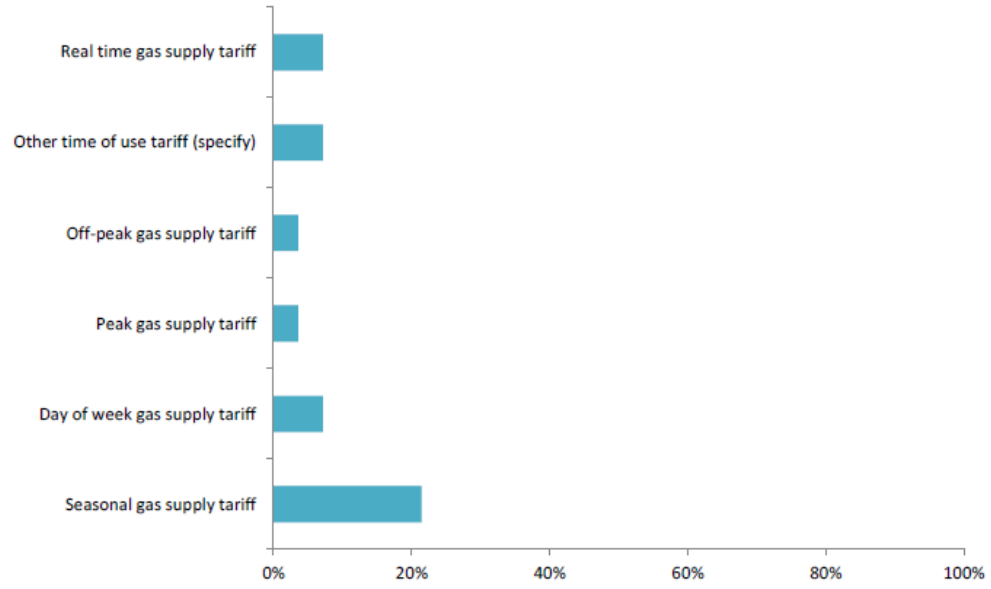
Fonte: *ACER/CEER Annual Report of the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013*

Na Figura 2-8 apresentam-se os vários esquemas de diferenciação temporal das tarifas de venda a clientes finais, nos vários Estados Membros.

Verifica-se que o tipo mais comum de tarifas com diferenciação são as tarifas de fornecimento de gás sazonais, com uma diferenciação dos preços ao longo dos vários períodos/meses do ano.

Existem também tarifas cuja diferenciação de preços é efetuada numa base semanal, para os diferentes dias da semana, e até com uma diferenciação para os períodos de maior ou menor consumo de gás natural (*Peak/Off Peak*), sendo no entanto a sua utilização menos comum.

Figura 2-8 - Tipo de tarifas de fornecimento a clientes finais com diferenciação temporal, nos vários Estados Membros (ano 2013)



Seasonal	FI, DE, EL, PT, ES, UK
Day of week	DE, UK
Peak	UK
Off-peak	UK
Other time of use	FI, LU
Real time	FI, UK

No survey response was received from BG, DK, FR, IE, PL. These countries are included based on data that may underestimate the actual uptake.

Fonte: *"Demand Side Flexibility: The Potential Benefits and State of Play in the European Union", CEPA.*

Em Portugal, as tarifas de venda a clientes finais de gás natural em média pressão e em baixa pressão para consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m^3, apresentam uma diferenciação sazonal onde o mês de agosto corresponde a um período de vazio, com um preço de energia mais baixo, e os restantes meses do ano correspondem ao período de fora de vazio, com preços de energia mais elevados.

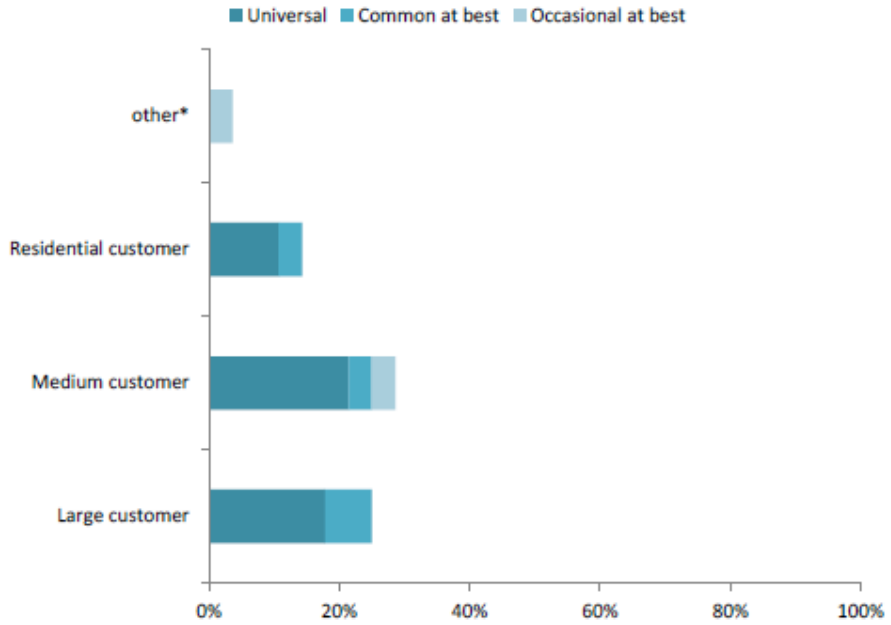
Para as tarifas de venda a clientes finais em Baixa Pressão e com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m^3 não existe qualquer diferenciação da componente de energia da tarifa.

No estudo da CEPA, para além das tarifas de venda a clientes finais são também analisadas as tarifas de acesso às redes de eletricidade e de gás natural. No caso das tarifas de acesso às redes de gás natural verifica-se que a diferenciação temporal dos preços é menos comum do que nas tarifas de venda a clientes finais.

Tal como se pode observar na Figura 2-9 as tarifas de acesso às redes de gás natural com diferenciação temporal são utilizadas principalmente nos clientes industriais de grande e média dimensão e menos

utilizadas nos clientes residenciais. De uma forma geral cerca de 20% a 30% dos Estados Membros aplicam uma diferenciação temporal das tarifas de acesso às redes de gás natural.

Figura 2-9 - Tarifas de acesso às redes de gás natural com diferenciação horária, por tipo de consumidor (ano 2013)



	Universal	Common	Occasional	None
Large	BE, HR, FI, PT, ES	RO, UK	–	AT, BG, CZ, DK, EE, FR, DE, EL, HU, IE, IT, LV, LT, LU, NL, PL, SK, SI, SE
Medium	BE, HR, HU, PT, ES, UK	RO	FI	AT, BG, CZ, DK, EE, FR, DE, EL, IE, IT, LV, LT, LU, NL, PL, SK, SI, SE
Residential	BE, HR, ES	RO	–	AT, BG, CZ, DK, EE, FI, FR, DE, EL, HU, IE, IT, LV, LT, LU, NL, PL, PT, SK, SI, SE, UK
Other*			UK	

No survey response was received from BG, DK, FR, IE, PL. These countries are included based on data that may underestimate the actual uptake.

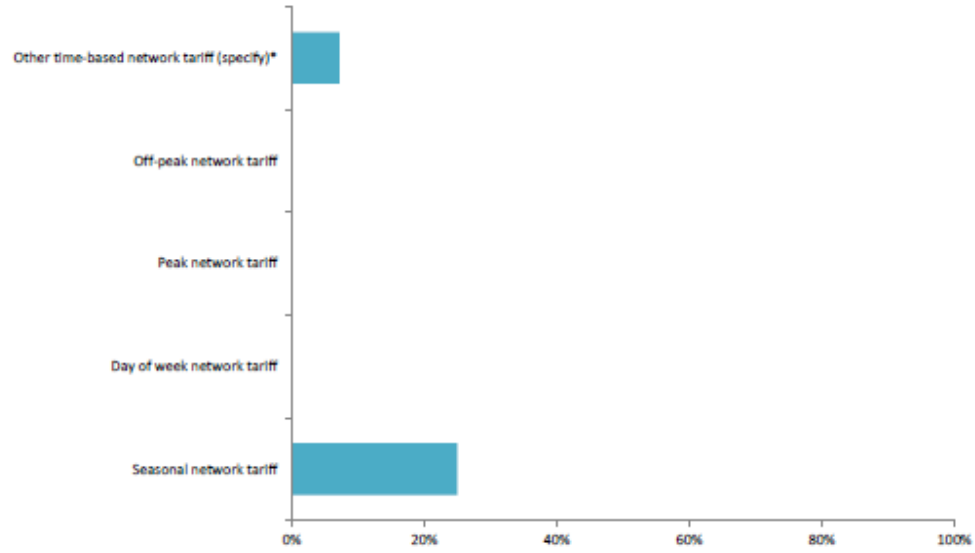
* UK- Very large (ie NTS direct connects)

Em Portugal, as tarifas de acesso às redes em Média Pressão e em Baixa Pressão com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m^3, apresentam também uma diferenciação sazonal na componente de energia. O mês de agosto corresponde a um período de vazio, com um preço de energia mais baixo, e os restantes meses do ano correspondem ao período de fora de vazio, com preços de energia mais elevados.

Para as entregas em Alta Pressão, em Média pressão e em Baixa Pressão com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m^3 com contratação mensal de capacidade (opções tarifárias flexíveis) as tarifas de acesso às redes apresentam preços de capacidade diferenciados entre os meses do período tarifário de inverno (outubro a março) e do período tarifário de verão (abril a setembro).

Para os clientes em Baixa Pressão e com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m^3 as tarifas de acesso às redes não apresentam qualquer diferenciação temporal, quer dos preços de energia, quer do valor do termo fixo.

Figura 2-10 - Tipo de tarifas de acesso às redes de gás natural com diferenciação horária, nos vários Estados Membros



*UK - firm/interruptible

ANÁLISE DAS ENTREGAS DE GÁS NATURAL EM ALTA PRESSÃO

Neste capítulo é feita uma análise dos diagramas de carga da rede de transporte de gás natural em Alta Pressão (AP), por forma a avaliar a eficiência da estrutura tarifária na alocação dos custos da rede de transporte aos clientes.

A análise utiliza os dados de consumos de gás natural disponibilizados pela REN Gasodutos – dados do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) – correspondente às emissões diárias de gás natural, diferenciadas para os CEP, para os clientes industriais em AP e para as redes de distribuição em MP, abrangendo um período temporal de 5 anos (2010 a 2014).

Da Figura 2-11 à Figura 2-15 apresentam-se os diagramas de carga diários da rede de transporte de gás natural em AP, para cada um dos meses dos anos de 2010 a 2014. Em cada mês os dias são classificados por tipo de dia útil, sábados e domingos. Os feriados nacionais são classificados como domingos.

Figura 2-11 - Diagrama de entregas diário da rede de transporte em AP (ano 2010)

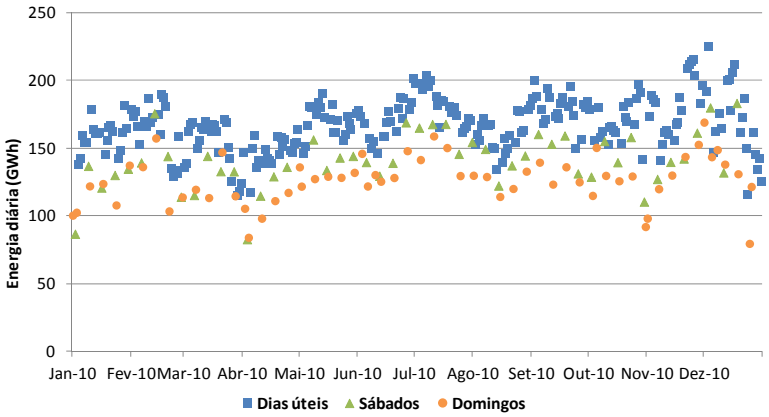


Figura 2-12 - Diagrama de entregas diário da rede de transporte em AP (ano 2011)

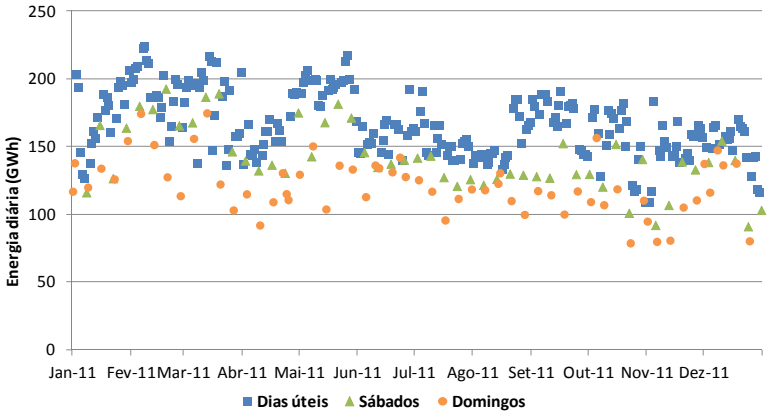


Figura 2-13 - Diagrama de entregas diário da rede de transporte em AP (ano 2012)

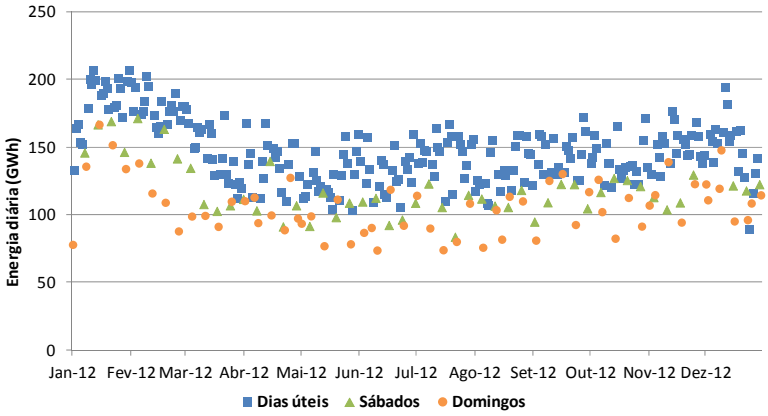


Figura 2-14 - Diagrama de entregas diário da rede de transporte em AP (ano 2013)

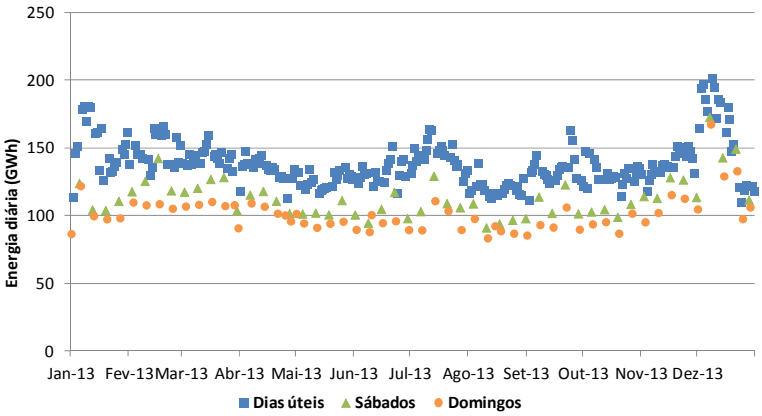
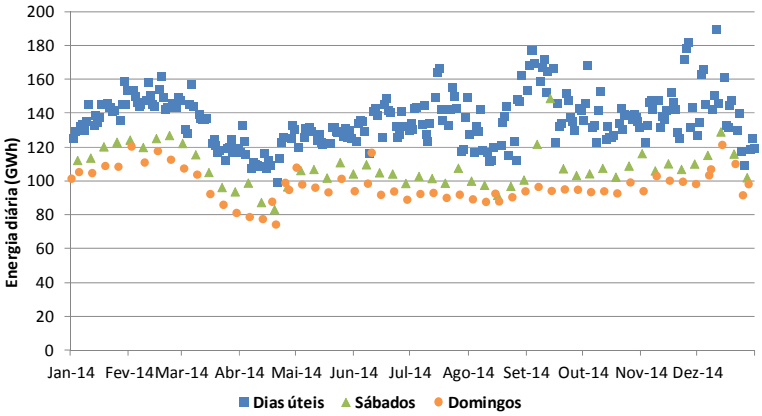


Figura 2-15 - Diagrama de entregas diário da rede de transporte em AP (ano 2014)

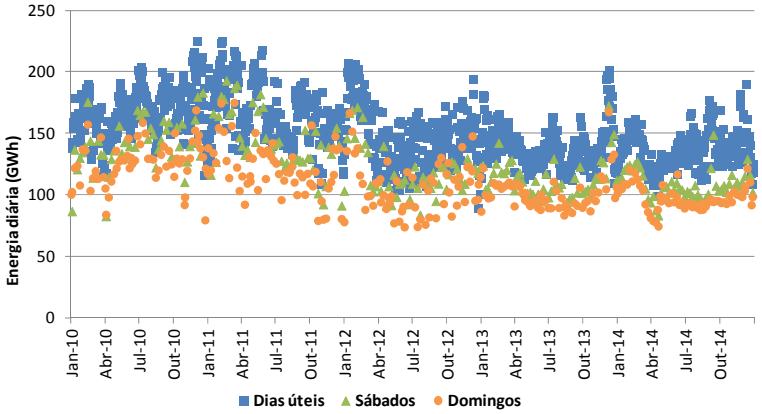


Da análise das figuras relativas às entregas de gás natural na rede de transporte em AP apresentadas anteriormente constata-se que os diagramas de carga diários têm sofrido algumas alterações ao longo do período analisado. Esta variabilidade está essencialmente relacionada com a variabilidade do consumo dos CEP).

As entregas de gás natural apresentam um comportamento bastante diferenciado consoante o tipo de dia em análise, dia útil, sábado ou domingo. O consumo de gás natural nos dias úteis é normalmente superior ao consumo de gás natural durante os sábados e domingos. Durante os fins-de-semana verifica-se também que de uma forma geral o consumo de gás natural nos sábados é superior ao consumo de gás natural nos domingos.

Esta dinâmica torna-se mais evidente observando a sequência de anos apresentada (2010 a 2014) numa única figura.

Figura 2-16 - Diagrama de entregas diário da rede de transporte em AP (ano 2010 a 2014)



Nas figuras seguintes [Figura 2-17 (2010), Figura 2-18 (2011), Figura 2-19 (2012), Figura 2-20 (2013), Figura 2-21 (2014) e Figura 2-22 (valores médios de 2010 a 2014)] apresenta-se a evolução da energia média diária entregue pela rede de transporte em AP, para cada um dos anos do período temporal 2010 a 2014 e para o período temporal agregado de 2010 a 2014. Os valores apresentados resultam da média dos valores apresentados nos gráficos anteriores, para os vários dias-tipo (dias úteis, sábados e domingos) de cada mês.

Figura 2-17 - Diagrama de entregas mensais agregado da rede de transporte em AP (2010)

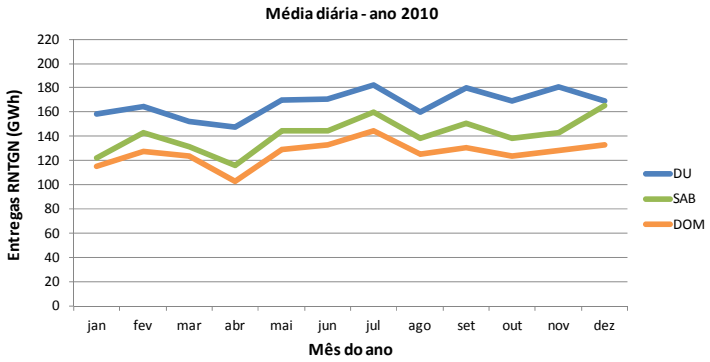


Figura 2-18 - Diagrama de entregas mensais agregado da rede de transporte em AP (2011)

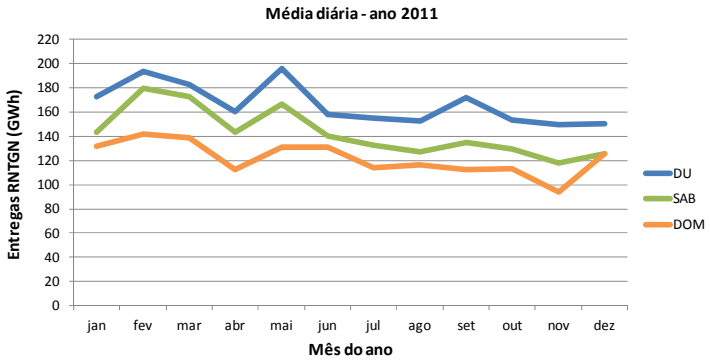


Figura 2-19 - Diagrama de entregas mensais agregado da rede de transporte em AP (2012)

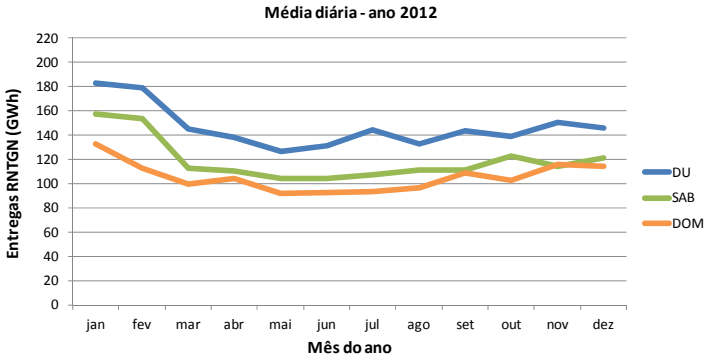


Figura 2-20 - Diagrama de entregas mensais agregado da rede de transporte em AP (2013)

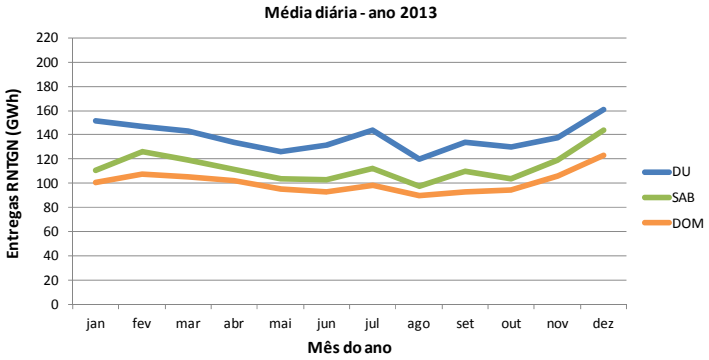


Figura 2-21 - Diagrama de entregas mensais agregado da rede de transporte em AP (2014)

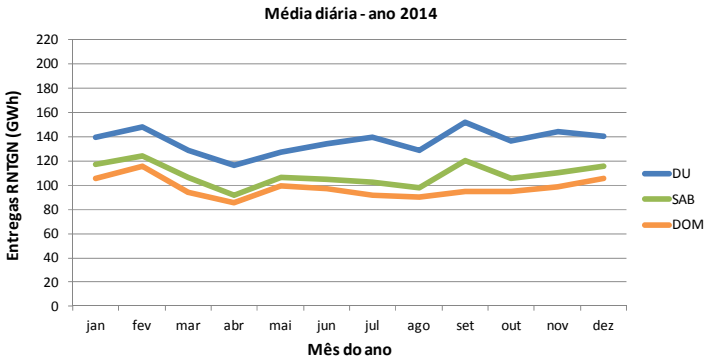
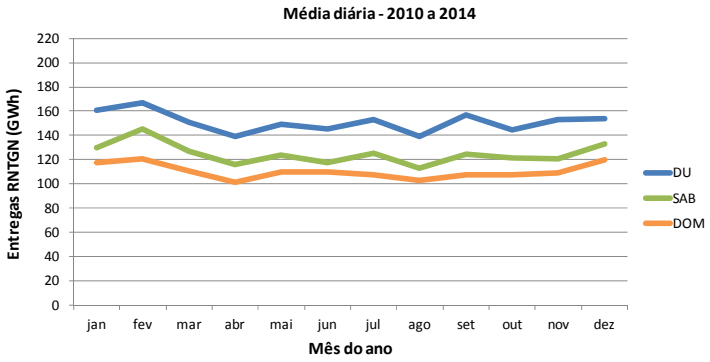


Figura 2-22 - Diagrama de entregas mensais agregado da rede de transporte em AP (2010 a 2014)



As figuras apresentadas de análise de médias diárias confirmam que tanto o tipo de dia da semana como o mês em análise se configuram como determinantes do nível da procura em alta pressão.

DIAGRAMAS DE ENTREGAS CLASSIFICADOS EM ALTA PRESSÃO

Nas figuras seguintes apresentam-se os diagramas classificados das entregas da rede de transporte em AP para os anos de 2010 a 2014, em valores absolutos e em valores por unidade.

Figura 2-23 - Diagrama de entrega mensal classificado da rede de transporte em AP (2010 a 2014)

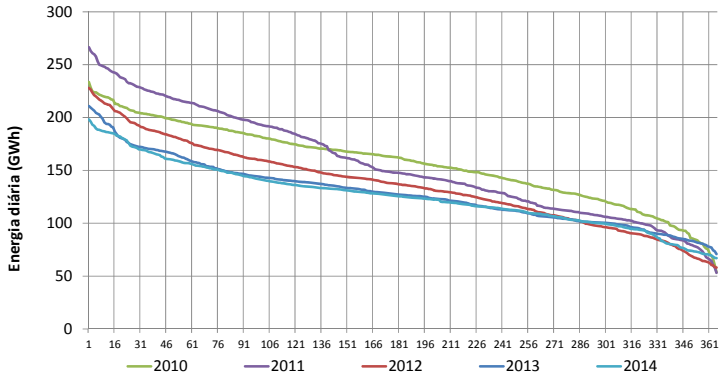
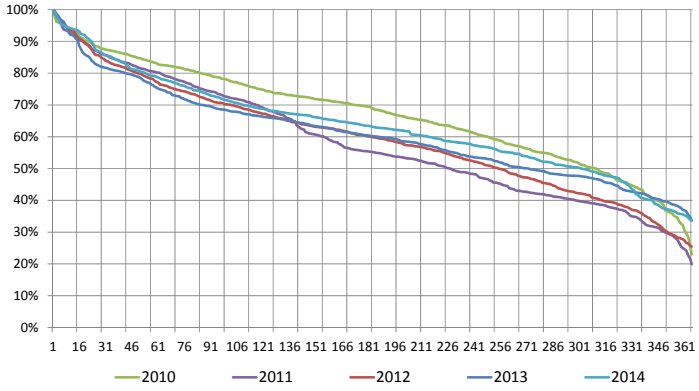


Figura 2-24 - Diagrama de entrega mensal classificado da rede de transporte em AP (2010 a 2014) em valores por unidade



Da análise das figuras anteriores é possível verificar que as situações de carga superiores a 75% da ponta registam-se em cerca de 20% dos dias do ano (73 dias).

ALOCAÇÃO EFICIENTE DE CUSTOS DA REDE DE TRANSPORTE

Com o objetivo de se proceder à análise da adequabilidade da atual estrutura de alocação dos custos da rede de transporte aos utilizadores das redes analisa-se o que poderá ser considerado como uma estrutura de alocação eficiente.

Esta análise assenta no pressuposto da alocação dos custos da rede de transporte a apenas 20% dos dias de cada ano onde se registam os maiores valores de capacidade (valores de capacidade superiores a 75% da ponta máxima anual), assumindo que são esses os dias que justificam os reforços e investimentos nesta rede. Assim sendo, a cada um destes dias é atribuído um preço unitário sinalizando a sua relevância para a alocação eficiente de custos da rede transporte. As entregas verificadas nos restantes 80% dos dias do ano, em que o consumo é inferior a cerca de 75% do valor máximo, não são chamadas para alocação de custos da rede de transporte, na medida em que se considera que qualquer consumo adicional nestes dias não gera necessidades de novos investimentos.

Nas figuras seguintes (Figura 2-25, Figura 2-26, Figura 2-27, Figura 2-28 e Figura 2-29) apresenta-se a evolução do sinal preço da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP, em valores por unidade (p.u.), para os vários meses do ano e para os vários dias-tipo, ao longo do período temporal 2010 a 2014.

Figura 2-25 - Evolução da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP (ano 2010)

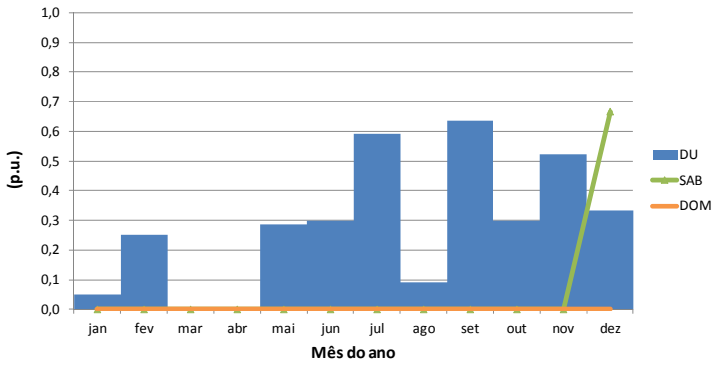


Figura 2-26 - Evolução da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP (ano 2011)

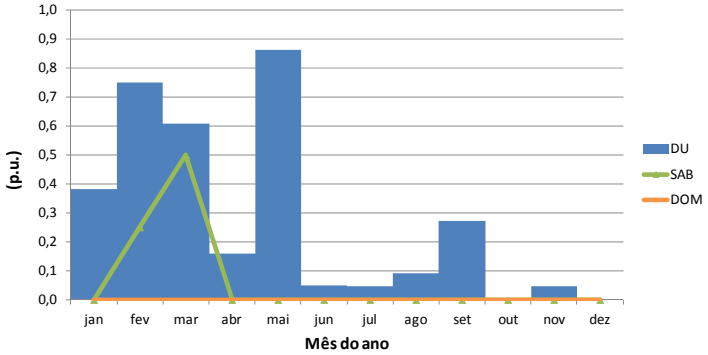


Figura 2-27 - Evolução da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP (ano 2012)

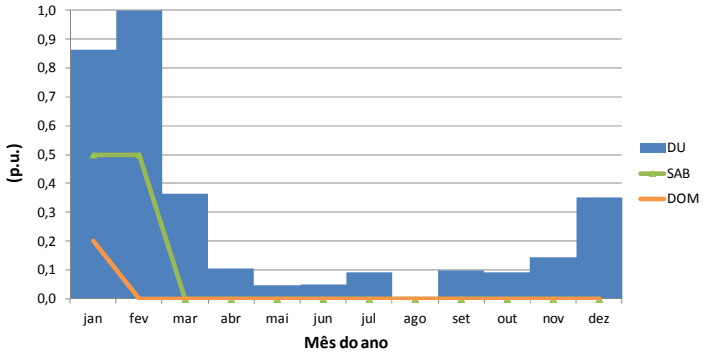


Figura 2-28 - Evolução da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP (ano 2013)

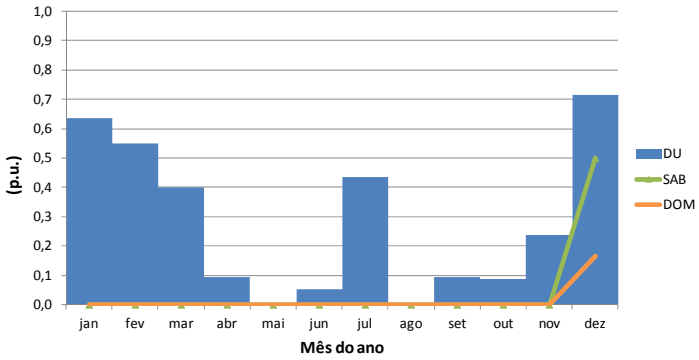
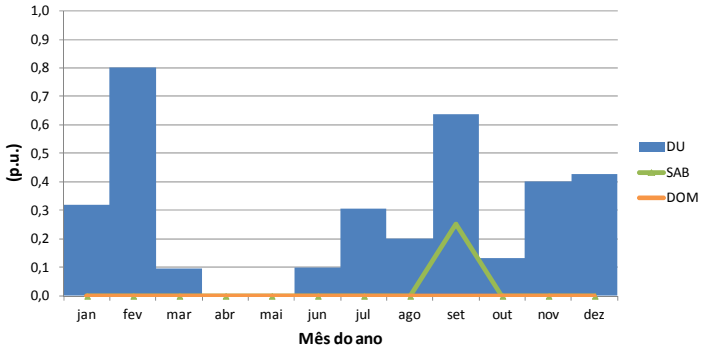
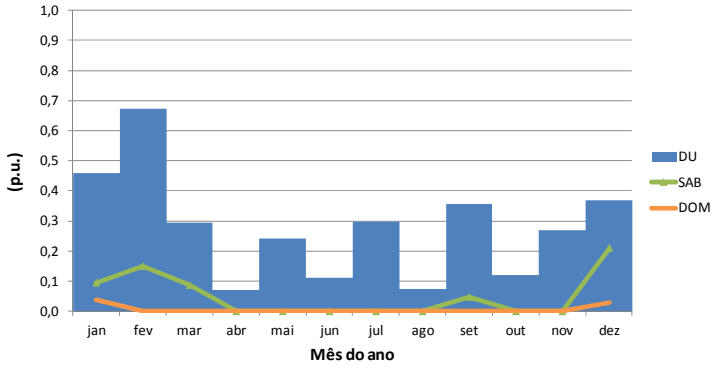


Figura 2-29 - Evolução da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP (ano 2014)



Na Figura 2-30 apresenta-se a evolução da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP considerando a média de todos os diagramas de carga da série de 5 anos (2010 a 2014) apresentada anteriormente.

Figura 2-30 - Evolução da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP (2010 a 2014)



Da análise da figura anterior é possível verificar que a alocação eficiente de custos da rede de transporte aos utilizadores apresenta uma diferenciação de preços influenciada pelo tipo de mês e pelo tipo de dia da semana.

COMPARAÇÃO ENTRE A ALOCAÇÃO EFICIENTE E OUTRAS ESTRUTURAS SIMPLIFICADAS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS DA REDE DE TRANSPORTE

A alocação eficiente dos custos com a rede de transporte às entregas a clientes, em que os 73 dias (20%) com as maiores entregas diárias da rede de transporte são sinalizados, permite obter um determinado nível de faturação para o período em análise.

Consequentemente e visando uma análise comparativa, as estruturas simplificadas de alocação são afetadas por um fator que garanta a recuperação do mesmo nível global de faturação de modo a assegurar a neutralidade da estrutura de alocação em análise face à alocação eficiente. A comparação entre ambas as estruturas de alocação da rede de transporte é feita através de um indicador comparativo que avalia a qualidade da estrutura simplificada de alocação de custos.

Este indicador resulta do rácio entre o somatório do erro quadrático médio da faturação das estruturas de alocação em comparação, eficiente e simplificada, e a energia entregue ao longo do período em análise:

$$\frac{\sum_d \sqrt{(\text{Teficiente}_d \cdot W_d - \text{Tsimplificada}_d \cdot W_d)^2}}{\sum_d W_d}$$

Menores valores do referido indicador indicam uma melhor adequabilidade da estrutura de preços simplificada face à estrutura de preços considerada eficiente.

ANÁLISE DA ESTRUTURA DE PREÇOS DAS TARIFAS FLEXÍVEIS MENSAIS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As figuras seguintes (Figura 2-31, Figura 2-32, Figura 2-33 e Figura 2-34) apresentam, para diversas estruturas de preços de capacidade das tarifas flexíveis mensais, os resultados do indicador de avaliação da sua qualidade. São testadas diversas estruturas de preços simplificadas, com diferenciação dos preços de capacidade por período tarifário de inverno ou de verão. É também testada a duração dos meses de verão e bem como o seu início. Cada um dos resultados é confrontado com uma estrutura de preços sem qualquer diferenciação por tipo de mês.

As estruturas simplificadas de preços das tarifas flexíveis mensais analisadas apresentam preços diferenciados entre o período tarifário de inverno (outubro a março) e do período tarifário de verão (abril a setembro). Os preços de capacidade nos referidos períodos tarifário de inverno são duplos dos preços dos períodos tarifários de verão.

As estruturas simplificadas de preços das tarifas flexíveis mensais analisadas são as seguintes: (i) Diferenciação de preços entre 7 meses do período tarifário de verão (abril a outubro) e 5 meses do período tarifário de inverno (novembro a março); (ii) Diferenciação de preços entre 6 meses de verão (abril a setembro) e 6 meses de inverno (outubro a março); (iii) Diferenciação de preços entre 6 meses de verão (março a agosto) e 6 meses de inverno (setembro a fevereiro) e (iv) Diferenciação de preços entre 5 meses de verão (abril a agosto) e 7 meses de inverno (setembro a março).

Figura 2-31 - Diferenciação de preços entre 7 meses de verão (abril a outubro) e 5 meses de inverno (novembro a março)

Ano	Estrutura de Alocação Mensal	Estrutura de Alocação Anual
2010	0,373	0,371
2011	0,363	0,377
2012	0,344	0,379
2013	0,346	0,374
2014	0,360	0,372
Média	**0,358**	**0,375**
Mínimo	**0,344**	**0,371**
Máximo	**0,373**	**0,379**

Figura 2-32 - Diferenciação de preços entre 6 meses de verão (abril a setembro) e 6 meses de inverno (outubro a março)

Ano	Estrutura de Alocação Mensal	Estrutura de Alocação Anual
2010	0,373	0,371
2011	0,370	0,377
2012	0,351	0,379
2013	0,352	0,374
2014	0,365	0,372
Média	**0,363**	**0,375**
Mínimo	**0,351**	**0,371**
Máximo	**0,373**	**0,379**

Figura 2-33 - Diferenciação de preços entre 6 meses de verão (março a agosto) e 6 meses de inverno (setembro a fevereiro)

Ano	Estrutura de Alocação Mensal	Estrutura de Alocação Anual
2010	0,366	0,371
2011	0,371	0,377
2012	0,356	0,379
2013	0,357	0,374
2014	0,356	0,372
Média	**0,362**	**0,375**
Mínimo	**0,356**	**0,371**
Máximo	**0,371**	**0,379**

Figura 2-34 - Diferenciação de preços entre 5 meses de verão (abril a agosto) e 7 meses de inverno (setembro a março)

Ano	Estrutura de Alocação Mensal	Estrutura de Alocação Anual
2010	0,360	0,371
2011	0,380	0,377
2012	0,357	0,379
2013	0,357	0,374
2014	0,351	0,372
Média	**0,362**	**0,375**
Mínimo	**0,351**	**0,371**
Máximo	**0,380**	**0,379**

Constata-se que qualquer das estruturas com diferenciação de preços de capacidade por tipo de mês apresenta melhorias face a uma alocação com preços de capacidade constantes.

Por sua vez, qualquer das estruturas de preços diferenciados por tipo de mês de verão e de inverno apresenta resultados muito semelhantes entre si. A alocação mensal com um verão de 6 meses, abril a setembro, atualmente em vigor na opção tarifária flexível mensal, apresenta-se como adequada, representando uma acentuada melhoria face a uma alocação anual sem diferenciação de preços por tipo de mês. Todavia, a consideração de um período de verão de 7 meses permitiria uma ligeira melhoria na alocação de custos da rede de transporte. Importa acrescentar que a diferenciação de preços de

capacidade e bem como os multiplicadores adotados é matéria de cálculo de tarifas a integrar a proposta de aprovação das tarifas a apresentar ao Conselho Tarifário.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

2. A manutenção da diferenciação mensal dos preços de capacidade contratada na opção tarifária flexível mensal da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável às entregas em AP.

Esta alteração não tem impactos no Regulamento Tarifário.

ANÁLISE DA ESTRUTURA DE PREÇOS DAS TARIFAS FLEXÍVEIS DIÁRIAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As figuras seguintes (Figura 2-35, Figura 2-36 e Figura 2-37) apresentam os resultados da avaliação da qualidade de diversas estruturas tarifárias simplificadas com diferenciação de preços por tipo de mês e dia da semana, dedicadas para tarifas flexíveis diárias.

Considerou-se uma diferenciação de preços mensal idêntica à adotada nas tarifas em vigor com um multiplicador do preço da capacidade contratada de 2, entre os 6 meses de verão (abril e setembro) e os 6 meses de inverno (outubro a março). São testados diversos multiplicadores de preços de capacidade entre os dias uteis e os dias de fim-de-semana e feriados. De forma a facilitar a mensuração do mérito das novas estruturas tarifárias apresenta-se também o indicador da qualidade da estrutura tarifária base em que os preços de capacidade diária não apresentam qualquer diferenciação por tipo de dia.

Figura 2-35 - Diferenciação de preços entre 6 meses de verão (abril a setembro) e 6 meses de inverno (outubro a março) e por tipo de dia da semana com um multiplicador de 2 entre os fins-de-semana e os dias úteis de verão

Meses		DU	SAB	DOM
1	jan	4	1	1
2	fev	4	1	1
3	mar	4	1	1
4	abr	2	1	1
5	mai	2	1	1
6	jun	2	1	1
7	jul	2	1	1
8	ago	2	1	1
9	set	2	1	1
10	out	4	1	1
11	nov	4	1	1
12	dez	4	1	1

Ano	Estrutura de Alocação Diária	Estrutura de Alocação Anual
2010	0,352	0,371
2011	0,348	0,377
2012	0,328	0,379
2013	0,328	0,374
2014	0,340	0,372
Média	**0,340**	**0,375**
Mínimo	**0,328**	**0,371**
Máximo	**0,352**	**0,379**

Figura 2-36 - Diferenciação de preços entre 6 meses de verão (abril a setembro) e 6 meses de inverno (outubro a março) e por tipo de dia da semana com um multiplicador de 4 entre os fins-de-semana e os dias úteis de verão

Meses		DU	SAB	DOM
1	jan	4	0,5	0,5
2	fev	4	0,5	0,5
3	mar	4	0,5	0,5
4	abr	2	0,5	0,5
5	mai	2	0,5	0,5
6	jun	2	0,5	0,5
7	jul	2	0,5	0,5
8	ago	2	0,5	0,5
9	set	2	0,5	0,5
10	out	4	0,5	0,5
11	nov	4	0,5	0,5
12	dez	4	0,5	0,5

Ano	Estrutura de Alocação Diária	Estrutura de Alocação Anual
2010	0,345	0,371
2011	0,340	0,377
2012	0,320	0,379
2013	0,320	0,374
2014	0,332	0,372
Média	**0,332**	**0,375**
Mínimo	**0,320**	**0,371**
Máximo	**0,345**	**0,379**

Figura 2-37 - Diferenciação de preços entre 6 meses de verão (abril a setembro) e 6 meses de inverno (outubro a março) e por tipo de dia da semana com um multiplicador de 8 entre os fins-de-semana e os dias úteis de verão

Meses		DU	SAB	DOM
1	jan	4	0,25	0,25
2	fev	4	0,25	0,25
3	mar	4	0,25	0,25
4	abr	2	0,25	0,25
5	mai	2	0,25	0,25
6	jun	2	0,25	0,25
7	jul	2	0,25	0,25
8	ago	2	0,25	0,25
9	set	2	0,25	0,25
10	out	4	0,25	0,25
11	nov	4	0,25	0,25
12	dez	4	0,25	0,25

Ano	Estrutura de Alocação Diária	Estrutura de Alocação Anual
2010	0,341	0,371
2011	0,336	0,377
2012	0,316	0,379
2013	0,316	0,374
2014	0,328	0,372
Média	**0,328**	**0,375**
Mínimo	**0,316**	**0,371**
Máximo	**0,341**	**0,379**

Da análise das figuras é possível concluir que qualquer uma das estruturas de imputação diária apresenta melhorias face tanto à estrutura base com alocação anual através de um preço igual em todos os dias do ano, como face às estruturas com alocação mensal anteriormente apresentadas.

Adicionalmente, um incremento da diferenciação de preços de capacidade entre os dias de fim-de-semana e os dias úteis traduz-se numa diminuição do indicador de avaliação e consequentemente numa melhoria do mérito da estrutura tarifária diária a testar em resultado de uma maior aproximação face à estrutura de alocação eficiente dos custos da rede de transporte.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

3. A consideração de diferenciação por tipo de dia da semana e por mês dos preços de capacidade contratada na opção tarifária flexível diária da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável às entregas em AP.

Esta alteração tem impacte nos artigos 23.º, 48.º, 49.º-B, e 109.º do Regulamento Tarifário.

2.3 APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM AP A CLIENTES LIGADOS ÀS REDES DE MP

ENQUADRAMENTO

O Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, define no n.º 9 do artigo 23.º que as entregas de gás natural em Média Pressão com consumos anuais superiores a um limiar de consumo podem optar pela faturação da tarifa de Acesso às Redes em Alta Pressão. Esse limiar deve ser determinado e publicado pela ERSE, anualmente, através da Diretiva de aprovação das tarifas.

No ano gás 2010-2011 foi definido, pela primeira vez, o limiar que habilita a opção pela faturação das tarifas de acesso às redes em AP nas entregas em MP. Este limiar foi definido em 50 milhões m^3/ano. Assim, qualquer cliente ligado em MP que apresente um consumo anual igual ou superior a 50 milhões m^3 pode optar pelas tarifas de acesso às redes em AP.

Como foi descrito no documento da "Determinação da Estrutura tarifária no ano gás 2010-2011", a regra do limiar de consumo foi definida com o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva societal como a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes, já abastecidos em MP, consequência dos pagamentos mais elevados da tarifa de acesso às redes de distribuição em MP. Com efeito, na ausência da regra estes consumidores fisicamente ligados às redes de gás natural em MP eram incentivados a ligarem-se fisicamente às redes de gás natural em AP, situação geradora de custos para todo o sistema de gás natural e prejudicial para a generalidade dos consumidores. Os investimentos nas redes de distribuição em MP que deixariam de ser utilizados, em resultado da redução da procura em MP, continuariam a ser suportados pelos restantes consumidores de MP e BP, situação impactante nas tarifas de acesso às redes em MP e BP. Adicionalmente, os novos investimentos em AP representariam custos adicionais para os consumidores que optassem pela ligação física em AP. Concluindo, a mesma procura seria satisfeita com maiores custos para todos.

Esta regra veio a ser aperfeiçoada em 2014 na sequência de diversas reclamações sobre o reposicionamento dos clientes industriais em torno dos limiares de consumo para aplicação das tarifas de acesso às redes dos clientes ligados fisicamente em MP.

Assim no documento da "Estrutura Tarifária no ano gás 2014-2015", atendendo à pertinência de se assegurar estabilidade na aplicação das Tarifas de Acesso às Redes em torno do limiar de 50 milhões de m^3, definiu-se que, para o apuramento da base para a aplicação das tarifas de acesso às redes em AP e MP fosse considerada uma série de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos. Desta forma pretendeu-se considerar um período mais alargado de tempo que acomodasse

eventuais variações do ciclo económico dos clientes, assegurando-se a estabilidade na aplicação das Tarifas de Acesso às Redes.

No entanto, apesar da revisão dos critérios para a definição do período de referência para o cálculo do consumo anual de gás natural que serve de base para a aplicação das tarifas de acesso em AP, registaram-se em 2014, diversos pedidos de ligação à rede de AP por clientes ligados em MP relativamente próximos da rede de transporte. O diferencial existente entre a fatura da tarifa de acesso às redes em AP e MP para um conjunto de clientes relativamente próximos da rede de transporte, justifica a construção de um ramal dedicado até à rede de AP, mesmo para consumos anuais inferiores a 50 milhões m^3/ano. Nestas circunstâncias considera-se oportuno voltar a introduzir aperfeiçoamentos na regra de elegibilidade das tarifas de acesso às redes em AP para os clientes já ligados fisicamente às redes de MP.

ANÁLISE DO PROBLEMA

Com o objetivo de avaliar a adequabilidade da regra de opção pelas tarifas de acesso às redes em AP por consumidores ligados fisicamente à rede de MP, evitando a opção de construção de uma ligação direta à rede de transporte, foi calculado o diferencial de faturação das tarifas de acesso às redes entre AP e MP, em função do consumo anual e da modulação de um consumidor. Estes diferenciais de faturação foram calculados para consumos que variam entre 10 e 50 milhões m^3/ano e modulações entre 360 e 50 dias. A relação entre estas duas grandezas define a capacidade utilizada de cada consumidor. Estes diferenciais traduzem a poupança anual que cada consumidor teria se lhe fosse aplicada a tarifa de acesso às redes em AP. Esta poupança representa o benefício anual observado pelos consumidores que invistam na construção de um novo ramal de ligação à rede de transporte.

Conhecendo o benefício anual, resultante do diferencial entre as tarifas de acesso às redes em MP e AP, e o custo de construção de um ramal dedicado que ligue fisicamente cada consumidor à rede de AP, é possível avaliar a viabilidade económica da construção de um ramal dedicado à rede de AP.

Sabendo que os benefícios anuais são função das características de funcionamento de cada consumidor, designadamente da energia anual consumida (kWh/ano) e da capacidade utilizada (kWh/dia/ano) e que o custo da construção do ramal até à rede de AP depende da distância entre o consumidor e a rede de AP é possível determinar, para cada consumidor, qual seria a sua distância máxima à rede de AP, para a qual o investimento seria vantajoso.

No cálculo do custo da construção do ramal dedicado foi considerado um custo de 750 000 €/km, de acordo com os dados facultados pela REN Gasodutos. Este custo varia com o diâmetro do gasoduto, do tipo de terreno, da instalação ou não de GRMS e dos atravessamentos que o gasoduto teria de realizar (por exemplo linhas férreas, rios, estuários…). Para calcular a anuidade do investimento foi considerado um período de amortização do investimento de 10 anos e uma taxa de desconto de 10%. Estes

pressupostos afetam o cálculo do benefício anual, resultante do diferencial entre as tarifas de acesso às redes em MP e AP, e o custo de construção de um ramal dedicado que ligue fisicamente cada consumidor à rede de AP devendo ser devidamente avaliados na definição da regra final, resultante do exercício desta consulta pública.

O valor da anuidade é função do comprimento do ramal até à rede de AP.

As faturas de acesso anuais em AP e MP são calculadas através das equações 1 e 2, respetivamente:

$$F_{Acesso_{AP}}(W;Mod)[€/ano]=W\times TW_{AP}+12\times \frac{W}{Mod}\times TCap_{AP} \quad \textbf{(1)}$$

$$F_{Acesso_{MP}}(W;Mod)[€/ano]=W\times TW_{MP}+12\times \frac{W}{Mod}\times TCap_{MP}+12\times TF_{MP} \quad \textbf{(2)}$$

Em que W (kWh) é o consumo anual, *Mod* é a modulação determinada pelo rácio do consumo pela capacidade utilizada, TW_{nP} (€/kWh) é o preço do termo de energia por nível de pressão n, $TCap_{nP}$ (€/kWh/dia/mês) é o preço do termo de capacidade utilizada por nível de pressão n e TF_{MP} (€/mês) é o preço do termo fixo em MP.

A anuidade do investimento na construção de uma ligação à rede de AP pode ser descrita pela seguinte equação:

$$Anuidade(€/km;km)[€/ano]=Inv\times \frac{i\times(1+i)^{n}}{(1+i)^{n}-1}\times d \quad \textbf{(3)}$$

Em que *Inv* é o custo unitário do investimento por km (€/km) na construção da ligação à rede de AP, *d* (km) é a distância da ligação da instalação consumidora à rede de AP, *i* (%) é a taxa de desconto e *n* (anos) é o número de anos relativo ao período de investimento.

A distância máxima de ligação à rede de AP até à qual se pode justificar o investimento na ligação é determinada igualando a anuidade do investimento (equação 3) ao benefício anual (resultante do diferencial entre as tarifas de acesso - equação 4) e resolvendo a igualdade em ordem à distância *d* (equação 5), isto é:

$$\Delta Acesso_{MP-AP}(W;Mod)[€/ano]=F_{Acesso_{MP}}(W;Mod)-F_{Acesso_{AP}}(W;Mod)=$$

$$=W\times\left[\left(TW_{MP}-TW_{AP}\right)+\frac{12}{mod}\times\left(TCap_{MP}-TCap_{AP}\right)\right]+12\times TF_{MP} \quad \textbf{(4)}$$

$$d[km] \leq \frac{\Delta Acesso_{MP-AP}}{Inv \times \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}} \quad \textbf{(5)}$$

Em todas as situações em que a distância seja inferior a essa distância máxima *d* os consumidores são incentivados a proceder à construção das ligações à rede de AP, de acordo com o apresentado na equação 5.

No Quadro 2-10, identifica-se a distância (em km) de ligação à rede de AP para a qual o valor anual do diferencial entre as tarifas de acesso às redes em AP e MP coincide com o valor da anuidade do investimento em uma construção de uma nova ligação à rede de AP, em função do consumo anual e da modulação anual do consumidor. Para todas as situações em que a distância de ligação à rede de AP seja inferior ao valor apresentado, os consumidores atualmente ligados à rede de MP são incentivados a solicitar ligação à rede de AP, situação que se deseja evitar. O Quadro 2-10 apresenta as distâncias de ligação à rede de AP para valores de consumos anuais que variam entre 10 milhões m^3/ano e 50 milhões m^3/ano e para modulações entre 360 e 50 dias/ano.

Quadro 2-10 - Distância máxima (em Km) da ligação à rede de AP, para a qual o valor anual do diferencial entre as tarifas de acesso de AP e MP coincide com o investimento em uma nova ligação à rede de AP, em função do consumo anual e da modulação anual.

km

Mm³ / dias	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50
360	2,75	3,29	3,84	4,38	4,92	5,46	6,01	6,55	7,09	7,63	8,17	8,72	9,26	9,80	10,34	10,89	11,43	11,97	12,51	13,05	13,60
350	2,78	3,32	3,87	4,42	4,97	5,51	6,06	6,61	7,15	7,70	8,25	8,79	9,34	9,89	10,44	10,98	11,53	12,08	12,62	13,17	13,72
340	2,80	3,35	3,91	4,46	5,01	5,56	6,12	6,67	7,22	7,77	8,33	8,88	9,43	9,98	10,53	11,09	11,64	12,19	12,74	13,30	13,85
330	2,83	3,39	3,95	4,50	5,06	5,62	6,18	6,73	7,29	7,85	8,41	8,96	9,52	10,08	10,64	11,20	11,75	12,31	12,87	13,43	13,98
320	2,86	3,42	3,99	4,55	5,11	5,68	6,24	6,80	7,37	7,93	8,49	9,06	9,62	10,18	10,75	11,31	11,88	12,44	13,00	13,57	14,13
310	2,89	3,46	4,03	4,60	5,17	5,74	6,31	6,88	7,45	8,02	8,59	9,16	9,73	10,30	10,87	11,44	12,01	12,58	13,14	13,71	14,28
300	2,92	3,50	4,08	4,65	5,23	5,80	6,38	6,96	7,53	8,11	8,69	9,26	9,84	10,42	10,99	11,57	12,14	12,72	13,30	13,87	14,45
290	2,96	3,54	4,12	4,71	5,29	5,88	6,46	7,04	7,63	8,21	8,79	9,38	9,96	10,54	11,13	11,71	12,29	12,88	13,46	14,04	14,63
280	3,00	3,59	4,18	4,77	5,36	5,95	6,54	7,13	7,72	8,31	8,91	9,50	10,09	10,68	11,27	11,86	12,45	13,04	13,63	14,22	14,81
270	3,04	3,64	4,23	4,83	5,43	6,03	6,63	7,23	7,83	8,43	9,03	9,63	10,23	10,82	11,42	12,02	12,62	13,22	13,82	14,42	15,02
260	3,08	3,69	4,30	4,90	5,51	6,12	6,73	7,33	7,94	8,55	9,16	9,77	10,37	10,98	11,59	12,20	12,80	13,41	14,02	14,63	15,24
250	3,13	3,74	4,36	4,98	5,60	6,21	6,83	7,45	8,07	8,68	9,30	9,92	10,53	11,15	11,77	12,39	13,00	13,62	14,24	14,85	15,47
240	3,18	3,81	4,43	5,06	5,69	6,32	6,94	7,57	8,20	8,83	9,45	10,08	10,71	11,34	11,96	12,59	13,22	13,85	14,47	15,10	15,73
230	3,23	3,87	4,51	5,15	5,79	6,43	7,07	7,70	8,34	8,98	9,62	10,26	10,90	11,54	12,17	12,81	13,45	14,09	14,73	15,37	16,01
220	3,29	3,95	4,60	5,25	5,90	6,55	7,20	7,85	8,50	9,15	9,80	10,45	11,10	11,75	12,40	13,05	13,71	14,36	15,01	15,66	16,31
210	3,36	4,03	4,69	5,35	6,02	6,68	7,34	8,01	8,67	9,34	10,00	10,66	11,33	11,99	12,66	13,32	13,98	14,65	15,31	15,98	16,64
200	3,43	4,11	4,79	5,47	6,15	6,83	7,51	8,18	8,86	9,54	10,22	10,90	11,58	12,26	12,93	13,61	14,29	14,97	15,65	16,33	17,01
150	3,95	4,73	5,51	6,29	7,07	7,85	8,63	9,41	10,19	10,97	11,75	12,53	13,32	14,10	14,88	15,66	16,44	17,22	18,00	18,78	19,56
100	4,97	5,95	6,94	7,92	8,91	9,89	10,88	11,87	12,85	13,84	14,82	15,81	16,79	17,78	18,76	19,75	20,73	21,72	22,70	23,69	24,67
50	8,04	9,63	11,23	12,83	14,43	16,03	17,63	19,23	20,83	22,42	24,02	25,62	27,22	28,82	30,42	32,02	33,62	35,22	36,81	38,41	40,01

Este quadro pode ser interpretado da seguinte forma. Por exemplo, considere-se um consumidor (consumidor 1) com um consumo anual de 20 milhões m^3/ano e que tenha uma modulação anual de 200 dias, isto é com uma capacidade de 100 MWh/dia/ano, pode distar até 6,83 km da rede de AP para que o seu investimento seja rentável, isto é, para que a anuidade resultante do investimento na ligação seja

inferior à poupança resultante do diferencial entre as faturas de acesso às redes de AP e MP. Por outro lado, outro consumidor com um consumo anual de 10 milhões m^3/ano e que tenha uma modulação anual de 200 dias, isto é com uma capacidade de 50 MWh/dia/ano, pode distar apenas em 3,43 km da rede de AP para que o seu investimento seja rentável.

AVALIAÇÃO DE IMPACTES TARIFÁRIOS ASSOCIADOS À OPÇÃO DOS CONSUMIDORES AFETADOS EM PROCEDER À LIGAÇÃO FÍSICA À REDE DE ALTA PRESSÃO

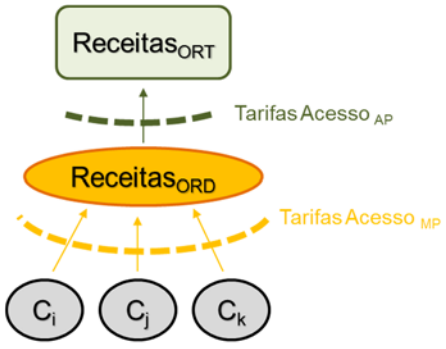
Como foi referido foram identificados um conjunto de clientes que efetuaram junto do ORT em 2014 pedidos de ligação à rede de AP devido à sua proximidade geográfica da rede de transporte de gás natural em AP que ponderam a construção de um ramal dedicado que os ligue diretamente à rede de AP

No cenário 1 do Figura 2-38 considera-se o ponto de partida em que os consumidores afetados estão ligados fisicamente à rede de MP. Este cenário não provoca qualquer alteração tarifária quer em MP quer em AP. Este cenário serve de cenário base

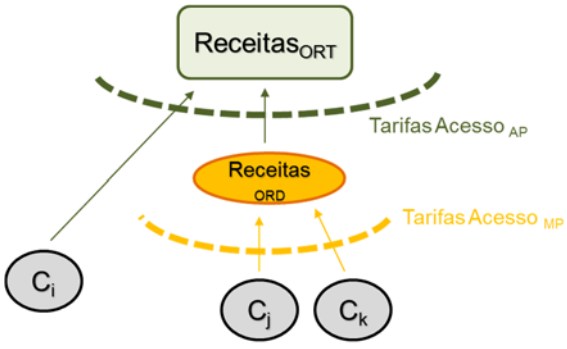
No cenário 2 considera-se que os consumidores constroem ligações à rede de AP, devido ao diferencial entre as tarifas de acesso em AP e MP e à sua proximidade geográfica à rede de AP. Este cenário tem impactes nas receitas de acesso das tarifas em MP uma vez que parte dos consumidores deixará de pagar a tarifa de acesso às redes em MP, sem que os proveitos para este nível de pressão se alterem. Desta forma, verificar-se-á um aumento da tarifa de acesso às redes em MP. Relativamente à tarifa de acesso às redes em AP, considera-se que a faturação será preservada no pressuposto de que as quantidades veiculadas pela rede de MP são semelhantes, na medida em que as perdas e autoconsumos na rede são muito reduzidos. Assim, os impactes tarifários ao nível das tarifas de acesso às redes de AP serão desprezáveis.

Figura 2-38 - Cenários considerados na avaliação de impactes tarifários

Cenário 1 – Os consumidores ***não*** constroem ramal, continuando ligados à rede de MP



Cenário 2 – Os consumidores constroem ramal de ligação à rede de AP



No Quadro 2-11 apresentam-se os impactes tarifários dos cenários descritos anteriormente, no que respeita quer à tarifa de URT em AP e URD em MP, quer no que respeita à tarifa de acesso às redes em AP e tarifa de acesso às redes em MP. Estes impactes foram calculados com base na informação recebida do ORT referentes aos clientes que solicitaram, junto deste, pedidos de ligação à rede de AP. Tratam-se de 6 instalações em MP com um consumo anual agregado de 1,8 TWh e que distam em média 2 km da rede de AP.

Verifica-se que os consumidores ao construírem um ramal de ligação à rede de AP provocam um impacte tarifário na tarifa de acesso às redes em MP de 6,6%, resultante da diminuição das quantidades na rede de MP em 7,3% e da perda de receita de URD de 10,2%.

Quadro 2-11 - Análise de impactes tarifários

		Cenário 1	Impactes Cenário 2	%
		(a)	(b)	(b)/(a)
Receitas URT $_{AP}$	Euros	79.079.861	0	0,0%
Energia URT $_{AP}$	GWh	49.343	-1	0,0%
Tarifa URT $_{AP}$	**€/MWh**	**1,60**	**0,00**	**0,0%**
Receitas URD $_{MP}$	Euros	97.682.752	-9.873.710	-10,1%
Energia URD $_{MP}$	GWh	24.449	-1.797	-7,3%
Tarifa URD $_{MP}$	**€/MWh**	**4,00**	**0,44**	**10,9%**
Impactes Preços Acesso	**€/MWh**	**8,50**	**0,22**	**2,5%**
Acesso AP	€/MWh	3,07	0,00	0,0%
Acesso MP	€/MWh	6,59	0,44	6,6%
Acesso BP>10000m^3	€/MWh	20,28	0,44	2,2%
Acesso BP<10000m^3	€/MWh	40,45	0,44	1,1%
Impactes Preços Finais	**€/MWh**	**38,54**	**0,22**	**0,6%**
Finais AP	€/MWh	32,20	0,00	0,0%
Finais MP	€/MWh	36,05	0,44	1,2%
Finais BP>10000m3	€/MWh	49,89	0,44	0,9%
Finais BP<10000m3	€/MWh	79,21	0,44	0,6%

APERFEIÇOAMENTO DA REGRA DE OPÇÃO PELAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM AP POR CLIENTES LIGADOS ÀS REDES DE MP

Decorridos 4 anos de aplicação da regra referida e considerando os pedidos de ligação à rede de transporte por consumidores abastecidos em MP, recebidos pela REN em 2014, importa revisitar esta matéria e aperfeiçoar a regra atualmente em vigor.

Considerando o exposto anteriormente, verifica-se que a não alteração da regra atual de elegibilidade das tarifas de acesso às redes em AP (cenário 2) tem impactes tarifários relevantes uma vez que os clientes tomarão a decisão de construir um ramal de acesso à rede de transporte que provocará a quebra de quantidades nas redes de MP. O impacte tarifário estimado é de 9 932 253 €, ou seja, um impacte de 6,6% na tarifa de acesso às redes em MP.

Neste contexto, propõe-se um aperfeiçoamento do regime regulamentar em vigor, no que respeita à elegibilidade das tarifas de acesso às redes em AP por forma a evitar a tomada de decisões de investimento individuais inadequadas numa perspetiva societal evitando-se a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes já abastecidos em MP.

A opção pela manutenção do regime em vigor poderá incentivar a construção de ligações à rede de transporte por clientes já ligados à MP, situação geradora de custos para todo o sistema de gás natural e prejudicial para a generalidade dos consumidores, criando decisões de investimento motivadas por uma oportunidade transitória (face aos custos vigentes) não beneficiando o sistema de gás natural como um todo.

A regra a aprovar no próximo processo de aprovação de tarifas concorrerá para a integridade e organização eficiente do sistema de gás natural, permitindo capacitar as partes envolvidas, operadores das redes de distribuição e de transporte e os clientes elegíveis, de informação e incentivos adequados à tomada de decisão de ligação à rede em AP, quando os clientes já se encontrem ligados em MP.

Esta regra deverá tomar em consideração os interesses dos consumidores afetados e simultaneamente proteger o interesse dos restantes consumidores no que respeita aos impactes tarifários.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

4. Avaliar a adequabilidade, no processo de aprovação das tarifas e preços, da atual regra de opção pelas tarifas de acesso às redes em AP por clientes ligados às redes de MP.

Esta alteração tem impactos no artigo 23.º, n.º 9 e 10 do Regulamento Tarifário

2.4 MECANISMO DE INCENTIVO ÀS TROCAS REGULADAS DE GNL

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural (RT), com a última redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, prevê um Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL) com o objetivo de fomentar a existência de trocas reguladas de GNL entre o comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e os agentes de mercado que pretendem atuar no mercado de gás natural. Os princípios do Mecanismo de Incentivo às Trocas Reguladas de GNL estão previstos no artigo 103.º do RT, o qual prevê a aprovação do regime em norma

complementar. Essa norma foi aprovada pelo Despacho n.º 10422/2010, de 22 de junho, alterado pela Diretiva n.º 11/2013, de 26 de junho.

O incentivo justificou-se no contexto da vantagem competitiva daquele agente face a outros agentes de mercado entrantes, de menor dimensão, que pretendam utilizar o terminal de Sines, bem como para permitir a adaptação do perfil de aprovisionamento de gás natural ao perfil de consumo da carteira de clientes de um determinado comercializador. Ou seja, as indivisibilidades na utilização do terminal de GNL representam uma barreira material à entrada de novos fornecedores de gás natural no mercado português. Com efeito, ao ser necessário, por razões inerentes à exploração dos terminais de GNL e por razões económicas que obrigam os agentes de mercado a mitigar os custos de aprovisionamento, emitir para a rede de transporte em períodos temporais curtos a energia associada à descarga de um barco de GNL, cria-se uma dificuldade aos fornecedores de pequena dimensão. Ou seja, os fornecedores de pequena dimensão têm dificuldades em adaptar o perfil de aprovisionamento (emissão de energia para a rede) ao perfil da sua carteira de consumidores. Este mecanismo, de último recurso, visa flexibilizar a utilização do terminal de GNL por parte de novos agentes, permitindo ao fornecedor incumbente utilizar o GNL dos novos entrantes, durante o período de descarga dos seus navios, o qual será posteriormente entregue ao comercializador entrante até à descarga do navio seguinte, mediante o pagamento de um preço regulado, associado ao serviço prestado. As trocas reguladas permitem uma otimização da utilização do terminal, nomeadamente no que diz respeito à flexibilidade para descargas de navios, associada à utilização eficiente da capacidade de armazenamento dos reservatórios de GNL.

A existência de um mecanismo como este promove o aparecimento de novos utilizadores do terminal e consequentemente a concorrência no mercado grossista de gás natural. Trata-se, contudo, de um mecanismo de último recurso e que deve ser utilizado como tal.

Uma análise histórica da informação disponível mostra que o mercado tem encontrado outras alternativas mais favoráveis, pelo que não tem sido necessária a utilização deste mecanismo. Todavia, a ERSE não tem elementos factuais que levem a concluir que caso o mesmo não existisse, se se mantinham as condições favoráveis à troca de gás entre agentes, aparentemente, com os mesmos resultados. Neste contexto, a ERSE considera que se mantém o interesse no regime existente, considerando que o mercado ainda regista um aumento crescente de novos entrantes, com estruturas diversas e a existência deste mecanismo permite garantir um nível mínimo de eficiência de utilização das infraestruturas.

Atualmente, poderão utilizar este incentivo os agentes de mercado que pretendam entregar no terminal de GNL em Sines uma quantidade anual de gás natural maior ou igual a 2 TWh, equivalente aproximadamente a 4 navios de 70 000 m^3 de GNL. Através dele o agente de mercado paga ao comercializador do SNGN um montante apurado pela aplicação do preço das trocas reguladas de GNL (PRGNL) ao volume de GNL entregue no terminal de Sines no âmbito do mecanismo. A ERSE considerou que o Mecanismo de Incentivo às Trocas Reguladas deve prever a possibilidade da sua

utilização por agentes de mercado, que em conjunto, perfaçam o consumo mínimo anual proposto de 2 TWh/ano, sendo certo que está prevista a figura do Agregador de Trocas Reguladas.

De acordo com a Diretiva n.º 11/2013, de 26 de junho, o preço regulado de GNL é determinado, a título previsional, pela aplicação do preço diário de energia armazenada, definido em euros por kWh, da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, do ano gás, às existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines verificado no ano gás anterior, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás em curso. O valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado resulta do *stock* médio do armazenamento do terminal de GNL de Sines associado ao gás natural regaseificado deduzido das existências mínimas técnicas dessa infraestrutura.

No seu parecer sobre a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano-gás 2014-2015"[2] o Conselho Tarifário (CT) recomendou que a ERSE revisitasse o regime jurídico associado a este mecanismo visando a sua adequação à realidade atual de forma a que o mesmo possa ser utilizado para o fim que foi concebido, ou seja, a promoção efetiva da concorrência no mercado grossista. A ERSE na resposta ao CT comprometeu-se, no âmbito da revisão regulamentar, a discutir o regime jurídico associado. Importa ainda referir que as alterações ao regime jurídico vigente produzirão alterações ao nível da norma (Diretiva) que aprova este regime e não no Regulamento Tarifário propriamente dito.

ANÁLISE DA SITUAÇÃO

Sem prejuízo de se manter a justificação para a manutenção deste incentivo, como se referiu supra, reconhece-se a existência de uma realidade atual diferente do contexto histórico que justificou a sua criação, com um aumento muito significativo da energia média armazenada no Terminal de GNL em Sines e simultaneamente um decréscimo também ele muito significativo do volume de energia regaseificada, com um consequente aumento do preço do mecanismo de trocas reguladas de GNL.

As necessidades de armazenamento no Terminal de GNL têm vindo a aumentar nos últimos anos, em parte resultado do aumento de energia associada à trasfega de navios no terminal. Em 2010, 96% da energia rececionada no Terminal de GNL foi injetada na rede de transporte, enquanto no ano de 2014 esse valor correspondeu apenas a 71%. Adicionalmente a energia regaseificada no Terminal de GNL tem vindo a diminuir, resultado por um lado da diminuição da procura de gás natural que se tem feito notar, sobretudo ao nível dos centros electroprodutores e, por outro lado, da deslocalização de GNL da Europa para outras geografias com preços de gás natural mais elevados registada nos últimos anos.

[2] Disponível em http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/historico/201407a201506/Documents/Parecer%20CT%20Prop%20Tarifas%20GN%202014-2015.pdf.

O afundamento do GNL no mix de aprovisionamento do mercado Ibérico foi uma situação conjuntural associada ao diferencial de preços de GNL nos mercados internacionais. Recentemente verifica-se que o diferencial de preços de GNL nos mercados internacionais tem vindo a reduzir-se, e consequentemente quer o afundamento do aprovisionamento por GNL, quer a trasfega de navios para venda de GNL noutros mercados tendem a inverter-se, voltando a verificar-se valores mais elevados entre o rácio de energia injetada na rede nacional de transporte de gás natural e a energia rececionada no Terminal de GNL.

Neste contexto, tratando-se o preço associado às trocas reguladas de GNL de um valor previsional, parece razoável considerar-se no cálculo do valor das existências inerentes ao processamento de GNL a dedução, quer do valor do stock de GNL necessário para operações de trasfega, quer do valor do stock comercial de GNL. Importa destacar que a contratação comercial de armazenamento de GNL com base nos produtos de capacidade anual justifica o interesse comercial desta infraestrutura e consequentemente a necessidade do valor do stock comercial de gás natural ser descontado no cálculo das existências inerentes ao processamento de GNL.

Numa análise do valor de mercado do stock de GNL no Terminal de Sines, descontado das existências técnicas mínimas, verifica-se que uma parte é utilizada para efeitos de trasfega de navios, uma outra parte é utilizada para processamento de GNL e uma terceira componente está associada ao stock comercial de gás natural. Em 2014 o valor total de GNL foi de 1 951 GWh, que deduzido das existências mínimas (220 GWh) conduz a um valor de 1 731 GWh, que foi o valor total de GNL em 2014. Estes 1 731 GWh integram necessidades de armazenamento de GNL para efeitos de regaseificação e de transfega de navios, bem como para efeitos de constituição de reservas comerciais.

Considerando que 20% desta reserva de gás é utilizada para efeitos comerciais (aproximadamente 346 GWh), tendo por base a informação relativa à contratação de capacidade de armazenamento de GNL através de produtos de capacidade anual, sendo o remanescente atribuído proporcionalmente à trasfega de navios (29%) e ao processamento de GNL (71%), resulta um valor de stock de gás imputável à regaseificação de GNL de 982 GWh. Este valor compara com o valor de 1 163 GWh, que foi o valor considerado no exercício tarifário de 2015-2016 traduzindo-se consequentemente numa redução do preço do mecanismo de trocas reguladas de GNL no valor de 16%.

Em resumo, a ERSE propõe em concreto a alteração do artigo 9.º, n.º 3 do Despacho n.º 10422/2010, de 22 de junho, na redação da Diretiva n.º 11/2013, de 26 de junho prevendo que o valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado resulta do stock médio de armazenamento do terminal de GNL de Sines deduzido das existências mínimas técnicas dessa infraestrutura, do stock necessário para operações de trasfega e do stock comercial de gás natural.

O regime em vigor prevê, como se referiu, que poderão utilizar este incentivo os agentes de mercado que pretendam entregar no terminal de GNL em Sines uma quantidade anual de gás natural maior ou igual a 2 TWh, equivalente aproximadamente à entrega de 1 navio de 70 000 m3 de GNL em cada trimestre do ano.

Nas respostas à consulta aos interessados realizada pela ERSE em 2010, sobre o Mecanismo de Incentivo às Trocas Reguladas, foi referido que o limiar proposto para a dimensão mínima dos agentes de mercado elegíveis para utilização do Mecanismo de Incentivo às Trocas Reguladas de GNL, de 2 TWh/ano era muito elevado, tornando-se uma barreira à entrada de novos agentes no SNGN. O remédio adotado pela ERSE na altura, e que também foi sugerido no âmbito à consulta dos interessados, foi a previsão do agregador de Trocas Reguladas.

No Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano-gás 2014-2015"[3] foi referido por unanimidade a necessidade de repensar os critérios deste mecanismos. Neste contexto, considerando estes elementos propõe-se a alteração do limitar de acesso a este Mecanismo para 1 TWh.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

5. Que o valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado resulte do stock médio de armazenamento do terminal de GNL de Sines deduzido das existências mínimas técnicas dessa infraestrutura, do stock necessário para operações de trasfega e do stock comercial de gás natural.
6. A alteração do limiar de acesso ao Mecanismos de Trocas Reguladas de 2 para 1 TWh/ano.

Esta alteração não tem impacto no articulado do Regulamento Tarifário, mas no regime aprovado pelo Despacho n.º 10422/2010, de 22 de junho, na redação da Diretiva n.º 11/2013, de 26 de junho, que aprova o Mecanismo de Incentivo às Trocas Reguladas.

[3] Disponível em http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/historico/201407a201506/Documents/Parecer%20CT%20Prop%20Tarifas%20GN%202014-2015.pdf.

2.5 NOVOS PRODUTOS DE CAPACIDADE

2.5.1 CONTRATAÇÃO DE CAPACIDADE DE CURTO PRAZO NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

O Código de Rede europeu para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás (doravante designado por Código de Rede CAM)[4], cujas disposições devem ser cumpridas na totalidade até novembro de 2015, foi o primeiro Código de Rede europeu a ser implementado no setor do gás natural em Portugal. A ERSE preparou a sua implementação desde 2012, nomeadamente na revisão regulamentar do setor do gás natural de 2013, em que o Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), aprovado pela ERSE através do Regulamento n.º 139-C/2013, de 16 de abril, e o Regulamento Tarifário (RT), aprovado pela ERSE através do Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, foram alterados de forma a alinhar a regulamentação nacional com os conceitos que viriam a ser estabelecidos no Código de Rede CAM e de forma a permitir a sua implementação antecipada. Neste contexto, foi alterado significativamente o modelo de atribuição de capacidade na interligação na rede de transporte, permitindo a harmonização do modelo de atribuição de capacidade na interligação Portugal-Espanha, que vinha a ser desenvolvido no seio da Iniciativa Regional do Gás do Sul (GRI Sul).

Adicionalmente implementou-se também o modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, sujeita a pagamento, através de mecanismos de mercado para atribuição de capacidade, nas infraestruturas de alta pressão nos pontos internos do SNGN (terminal de GNL, armazenamento subterrâneo e ligações da RNTGN a estas infraestruturas), de modo a assegurar-se a harmonização das regras de acesso em todos os pontos relevantes da RNT. Alterou-se assim, o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados ex-post, para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade reservada definidos ex-ante.

Para além do produto anual, os produtos de capacidade de curto prazo previstos no RARII em vigor são:

a) produtos de capacidade trimestral e mensal, na rede de transporte, no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo;

b) produtos de capacidade diária, na rede de transporte e no terminal de GNL e nas interligações internacionais (VIP) da rede de transporte;

c) produto de capacidade intradiária, nas interligações internacionais (VIP) da rede de transporte.

[4] Regulamento (UE) n.º 984/2013, de 14 de outubro, que institui um código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás.

Importa estender o conceito de capacidade intradiária aos restantes pontos da rede de transporte sujeitos à contratação de capacidade, para que não existam tratamentos diferenciados entre a entrada do terminal e as interligações internacionais. A criação do produto intradiário na entrada da rede de transporte a partir do terminal de GNL conduz também à necessidade da criação do mesmo produto no terminal de GNL, nomeadamente para a capacidade de regaseificação. Todavia, não se considera necessária a introdução do produto de capacidade intradiária no armazenamento de GNL, na medida em que a variação do armazenamento de GNL depende do integral da regaseificação.

Propõe-se também a introdução de produtos de capacidade diários no armazenamento subterrâneo, em linha com solicitações que têm vindo a ser feitas pelos agentes de mercado, harmonizando os produtos de capacidade do armazenamento subterrâneo com os produtos de capacidade do Terminal de GNL e permitindo uma maior flexibilidade na utilização desta infraestrutura. De igual modo à semelhança do aplicado no armazenamento de GNL não são previstos produtos de capacidade intradiária no armazenamento subterrâneo.

O Quadro seguinte resume a proposta de alteração de produtos de capacidade de curto prazo nas diversas infraestruturas de alta pressão, comparando os produtos atuais com os produtos propostos.

Quadro 2-12 - Proposta de produtos de capacidade de curto prazo nas tarifas das infraestruturas de Alta Pressão

		Infraestrutura/Função/Serviço	Produtos de capacidade em vigor	Produtos de capacidade propostos
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Entrada na RNT	Interligação	A, T, M, D, ID	A, T, M, D, ID
		Terminal de GNL	A, T, M, D	A, T, M, D, **ID**
		Armazenamento Subterrâneo	D	D, **ID**
	Saída da RNT	Interligação	A, T, M, D	A, T, M, D, **ID**
		Terminal de GNL	A, T, M, D	A, T, M, D, **ID**
Tarifa de Uso do Terminal de GNL		Armazenamento de GNL	A, T, M, D	A, T, M, D
		Regaseificação	A, T, M, D	A, T, M, D, **ID**
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo		Armazenamento	A, T, M	A, T, M, **D**

Legenda: A – anual, Trimestral, M – mensal, D – diário e ID – intradiário.

A proposta de novos produtos de capacidade nas infraestruturas de alta pressão permite oferecer mais flexibilidade aos agentes na utilização das infraestruturas de alta pressão harmonizando-se as regras aplicáveis com as estabelecidas pelo Código de Rede de CAM para as interligações. Esta alteração

apenas tem impacte nas tarifas pagas pelos comercializadores, não tendo impactos nas tarifas de acesso às redes aplicáveis aos consumidores.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

7. Prever na tarifa de Uso da Rede de Transporte o produto de capacidade intradiário em todos os pontos de entrada da RNT e na saída para as interligações internacionais.
8. Prever na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL o produto intradiário de capacidade de regaseificação.
9. Prever na tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo o produto de capacidade diário.

Esta alteração não tem impacto no articulado do Regulamento Tarifário, uma vez que os artigos 35.º, 40.º e 48.º já referem que os preços de capacidade contratada podem ser diferenciados consoante o tipo de produto de capacidade definidos ao abrigo do RARII.

2.5.2 CONTRATAÇÃO DE CAPACIDADE DE LONGO PRAZO NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

Na generalidade dos países europeus, os agentes de mercado detêm direitos de capacidade de longo prazo na rede de transporte e demais infraestruturas de alta pressão sendo também esta a realidade em Espanha. Em Portugal, os direitos de capacidade são anuais ou inferiores a 1 ano.

O Código de Rede de CAM prevê o agrupamento de toda a capacidade nas interligações. Na concretização do agrupamento de capacidade, nas situações em que essa decisão é voluntária, é útil que os produtos oferecidos nos dois países de determinada interligação tenham o mesmo perfil de duração.

Tendo em conta o acima exposto, coloca-se a discussão pública a atribuição de capacidade a longo prazo nas interligações internacionais, contribuindo para a harmonização entre os produtos existentes em Portugal e os produtos existentes em Espanha.

De forma a permitir uma adequada contratação de capacidade em todos os pontos relevantes das infraestruturas do sistema de AP esta disposição prevista para as interligações no Código de Rede de CAM, deverá, eventualmente, ser também estendida ao terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação e ao armazenamento subterrâneo.

Com esta alteração permite-se a criação de ferramentas de gestão do risco do ponto de vista dos comercializadores, uma vez que estes detêm habitualmente contratos de *commodity* de longo prazo, permitindo-se que a contratação de capacidade esteja adequada à contratação da *commodity*.

Do ponto de vista dos consumidores esta situação é também benéfica na medida em que se assegura uma partilha equilibrada do risco de recuperação de custos, entre os agentes do lado da oferta e os agentes do lado da procura. Importa referir que, presentemente, com contratação de capacidade anual o risco de procura futura é maioritariamente assumido pelo consumidor. Com a oferta de conceitos de capacidade de mais largo prazo em linha com o praticado noutros mercados de gás natural mais maduros, este risco de procura pode ser partilhado de forma mais equilibrada entre consumidores e comercializadores.

Contudo, a atribuição de direitos de capacidade de longo prazo pode ser um problema se existir escassez de capacidade e a contratação de largo prazo for utilizada para cercear a entrada no mercado de novos agentes. Considera-se que na situação atual de utilização das infraestruturas de alta pressão este risco é substancialmente reduzido, uma vez que existe suficiente capacidade disponível.

O artigo 20.º do Código de Rede de CAM estabelece ainda que os utilizadores de rede que sejam partes em contratos de transporte no momento da entrada em vigor do referido Regulamento (novembro de 2013), devem procurar firmar acordos para o agrupamento das capacidades por meio de disposições contratuais. É importante frisar que esta regra não constituiu uma obrigação para os agentes de mercado, os quais serão livres para decidir se pretendem ou não o referido agrupamento de capacidade.

Em cumprimento da obrigação de reporte previsto no artigo 20.º do Código de Rede de CAM, a ACER publicou[5] em novembro de 2015, o resultado do questionário sobre o número de acordos voluntários realizados até 1 de janeiro de 2015. A ACER concluiu que apenas houve uma situação de acordo voluntário para agregação das capacidades, recomendando que as entidades reguladoras e operadores das redes tenham um papel mais ativo visando a sua facilitação. Neste contexto, visando, por um lado, a harmonização dos produtos de capacidade ofertados no espaço ibérico e por outro lado, a facilitação do agrupamento das capacidades existentes, em função dos produtos normalizados existentes, a ERSE propõe a previsão da atribuição anual de capacidade a longo prazo nos pontos relevantes da rede de transporte.

Propõe-se igualmente a atribuição de capacidade de longo prazo nas infraestruturas do terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e no armazenamento subterrâneo de modo a tratar de forma harmonizada todas as infraestruturas, em benefício dos agentes de mercado.

A este respeito é relevante referir que nos termos do Código de Rede de CAM, é permitida a atribuição anual de capacidade a longo prazo, para um período não superior a 15 anos subsequentes à realização do leilão, nos termos do artigo 11.º, n.º 3. Em Espanha vigora a Circular 1/2014, de 12 de fevereiro que

[5] "ACER report on the progress made on voluntary capacity bundling at interconnection points", disponível em http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Bundling%20Progress%20Report%202015.pdf.

aprovou os mecanismos de atribuição de capacidade a aplicar nas interligações por gasoduto com a Europa, que prevê atribuição de capacidade anuais até 15 anos (artigo 8.º, n.º 3).

Face ao exposto:

10. Considera adequado a previsão da atribuição anual de capacidade de longo prazo contribuindo-se para a harmonização das regras de alocação de capacidade no quadro do mercado europeu de gás natural e das regras previstas no Código de Rede de CAM? Se sim, qual o prazo que considera mais adequado?

A eventual adoção de produtos de capacidade de longo prazo é uma matéria que integrará o conteúdo da decisão anual de aprovação de tarifas e preços, pela definição dos valores de multiplicadores associados. Todavia, pela sua relevância, justifica-se a sua discussão na presente consulta pública.

2.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

2.6.1 TARIFA SOCIAL

A tarifa social foi aprovada pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, como uma medida para garantir o acesso a serviços essenciais, como o fornecimento de gás natural, a todos os consumidores, designadamente os economicamente vulneráveis, independentemente do seu prestador, bem como para garantir condições de estabilidade tarifária para estes clientes.

Os critérios de elegibilidade adotados coincidem com os das prestações atribuídas no âmbito do sistema de segurança social. Nestes termos, podem requerer a aplicação da tarifa social os beneficiários: i) do complemento solidário para idosos; ii) do rendimento social de inserção; iii) do subsídio social de desemprego; iv) do primeiro escalão do abono de família, v) da pensão social de invalidez.

Para efeitos de atribuição da tarifa social, os clientes economicamente vulneráveis devem ainda, entre outras condições, ser titulares de um contrato de fornecimento de gás natural e o seu consumo anual deve ser inferior ou igual a 500 m^3. A atribuição da tarifa social cabe aos respetivos comercializadores de gás natural devendo estes articularem-se com as entidades da segurança social, para o efeito.

A tarifa social é calculada através da aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão. O valor deste desconto é determinado pela ERSE, tendo em conta o limite máximo de variação da tarifa social de venda a clientes finais, a fixar anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia, considerando a evolução dos custos prevista para o sector do gás natural.

Para o ano gás 2015-2016 o valor da variação da tarifa social foi determinado pelo Despacho n.º 3687-A/2015, de 13 de abril, nos termos do qual, se estabeleceu a indexação do valor da variação da tarifa social à variação das tarifas de venda a clientes finais, nas situações em que as variações beneficiam os consumidores, potenciando a redução das tarifas sociais, aplicáveis aos clientes vulneráveis.

Para se obter o referido desconto na tarifa de Acesso às Redes, a ERSE adota a seguinte metodologia nos termos do Regulamento Tarifário:

- Anula o termo fixo da tarifa de Acesso às Redes, maximizando assim o desconto no termo fixo, de modo a transmitir aos clientes um sinal preço dos seus consumos e assim racionalizar e garantir a eficiente utilização do recurso gás natural. A anulação do termo fixo da tarifa de Acesso às Redes não implica a anulação do termo fixo da tarifa social de Venda a Clientes Finais do CUR, dado que esta tarifa inclui ainda o termo fixo de comercialização, não sujeito a desconto.
- Aplica um desconto adicional no preço de energia da tarifa de Acesso às Redes calculado de forma a obter o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso que no ano gás 2015-2016 foi de - 7,3%.

O Regulamento Tarifário já contempla um conjunto de regras procedimentais visando a aplicação em concreto da tarifa social no setor do gás natural.

Neste contexto, a ERSE propõe:

11. Previsão no Regulamento Tarifário que a ERSE da publicação dos descontos relativos às tarifas Socias de Acesso às Redes por termo tarifário, e que os mesmos são de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador, devendo ser aplicáveis aos clientes que reúnam as condições de elegibilidade para usufruir da tarifa social, nos termos da lei.

Esta alteração tem impacto no artigo 64.º do articulado do Regulamento Tarifário.

2.6.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS – MECANISMO DE AGRAVAMENTO

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais foi aprovado inicialmente pelo Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, sendo aplicável aos clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m^3. Posteriormente, com a publicação do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, aplicável aos clientes finais com consumos inferiores a 10 000 m^3, determinou-se, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás natural aos clientes finais, que não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre, até à data a publicar em Portaria pelo membro responsável pela área da energia. Conforme estipulado pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, a data para a extinção das tarifas transitórias é 31 de dezembro de 2017. Nos termos dos

diplomas referidos, as tarifas transitórias a aplicar pelos comercializadores de último recurso, são determinadas pela soma das tarifas de energia, de acesso às redes e de comercialização, sobre as quais se aplica um fator de agravamento visando induzir a adesão dos consumidores ao mercado.

O Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, alterou o regime jurídico associado ao mecanismo de aprovação do fator de agravamento das tarifas transitórias, tendo atribuído ao membro do governo responsável pela área da energia a competência para a aprovação do mecanismo de determinação do fator de agravamento das tarifas transitórias de venda a clientes finais. A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, aprova o mecanismo de determinação do fator de agravamento a incluir na tarifa transitória de venda a clientes finais, com consumos anuais superiores e inferiores a 10 000 m^3, a aplicar pela ERSE no âmbito da aprovação das tarifas transitórias.

Nos termos dos referidos normativos, cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia a definição do parâmetro que traduz a variação, em €/MWh, de um fator de agravamento tendo em conta a evolução dos mercados para o período cuja duração pode variar entre 1 a 6 meses, para cada segmento de clientes finais.

A redação do RT não está conforme o novo regime, pelo que, visando a criação de um quadro regulamentar transparente e harmonizado com os normativos legais, se altera a redação do RT.

Neste contexto, a ERSE propõe:

12. Adequar a redação do articulado do Regulamento Tarifário, remetendo o que respeita ao mecanismo de agravamento, para a legislação aplicável.

Esta alteração tem impacto nos artigos 12.º, 13.º, 26.º, 30.º, 105.º, 106.º, 115.º, 117.º do articulado do Regulamento Tarifário.

2.7 ALTERAÇÕES DE CLARIFICAÇÃO

OPÇÕES TARIFÁRIAS FLEXÍVEIS ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO

Na anterior revisão regulamentar a ERSE introduziu a opção tarifária flexível no acesso às redes em Média Pressão (MP). Durante o atual período de regulação têm surgido algumas dúvidas sobre as opções tarifárias e formas de contratação possíveis para o acesso às redes em MP, pelo que se sentiu necessidade de alterar o Regulamento Tarifário no sentido de trazer maior clareza sobre estas opções tarifárias e formas de contratação, a saber.

- Tarifa de longas utilizações:

- A capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos de 12 meses.

- Tarifa de curtas utilizações:
  - A capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos de 12 meses.
  - O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia que apresenta valores mais elevados.
  - Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de metade da utilização média dos clientes ligados à rede do nível de pressão correspondente.
- Tarifa flexível anual:
  - Contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão
  - A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.
  - A capacidade mensal adicional dos meses de verão corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada.
- Tarifa flexível mensal:
  - Contratação exclusivamente mensal.
  - A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.
  - O preço da capacidade pode variar mensalmente.

A contratação mensal está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

Esta clarificação tem impacto nos artigos 20.º, 23.º, 54.º, 56.º, 56.º-A, 57.º, 58.º, 59.º, 59.º-A, 60.º e 113.º do Regulamento Tarifário.

3 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

A presente revisão regulamentar altera o Regulamento Tarifário, relativamente às matérias que a seguir se evidenciam.

3.1 METODOLOGIA DE ATENUAÇÃO DE AJUSTAMENTOS DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO DE GÁS NATURAL

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

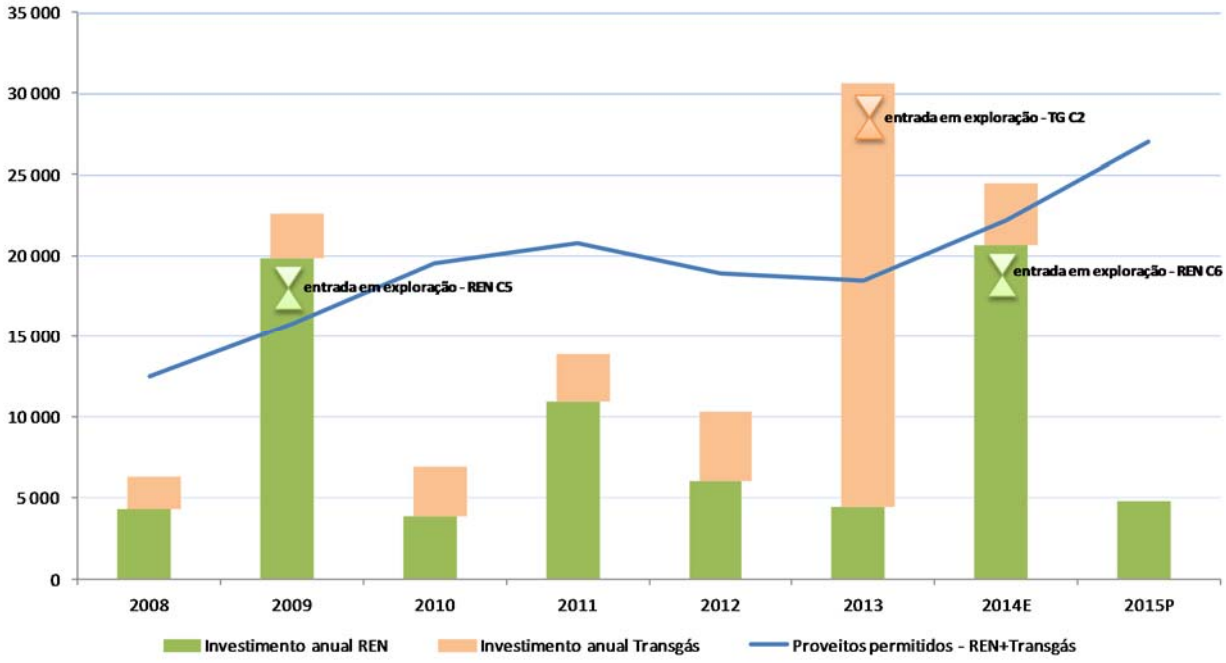
A atividade de Armazenamento Subterrâneo engloba a receção, a compressão, o armazenamento no subsolo e a despressurização e secagem do gás para posterior entrega à rede de transporte. Esta é considerada uma atividade estratégica para a política energética nacional, constituindo a estrutura de armazenamento da reserva estratégica de gás natural necessária para fazer face à cobertura das necessidades energéticas do país.

Atualmente, a atividade regulada de Armazenamento Subterrâneo de gás natural é exercida pela REN Armazenagem, S.A., na sua vertente concessionada e na atividade parcialmente trespassada da Transgás Armazenagem ao abrigo do contrato de trespasse parcial celebrado entre a REN Armazenagem, S.A. e a Transgás Armazenagem em 25 de julho de 2014, consubstanciado na transferência física de ativos ocorrida em 14 de maio de 2015.

O armazenamento subterrâneo do Carriço é uma infraestrutura composta por seis cavidades de armazenamento de gás natural numa formação salina natural, sendo que 3 destas cavidades entraram em exploração nos anos de 2009 (REN C5), 2013 (TG C2) e 2014 (REN C6). As restantes cavidades, TG C1, REN C3 e REN C4, entraram em exploração ainda antes de a ERSE ter competências de regulação sobre o setor do gás natural.

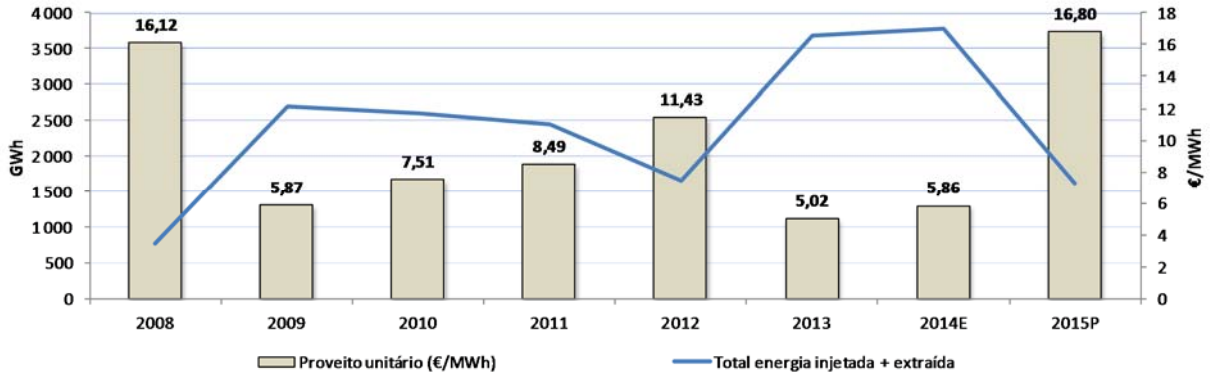
As entradas em exploração de novas cavidades têm justificado o aumento verificado na evolução dos proveitos permitidos da atividade (ver Figura 3-1) a recuperar por aplicação das tarifas.

Figura 3-1 - Evolução dos proveitos permitidos e do investimento da atividade de Armazenamento Subterrâneo entre 2008 e 2015 (milhares de euros)



O impacte da entrada em exploração de novas cavidades verifica-se principalmente ao nível do CAPEX, com o maior efeito a ocorrer no ano seguinte ao da entrada em exploração de cada cavidade, mas também ocorre ao nível do OPEX, pois, considerando que as quantidades de gás natural injetado e extraído das cavidades em exploração são um dos indutores de custos aplicado na regulação por *price cap,* da atividade de Armazenamento Subterrâneo, a sua volatilidade tem reflexo ao nível da variação do OPEX. A Figura 3-2 permite visualizar a evolução das quantidades injetadas e extraídas de gás natural nas instalações de armazenamento subterrâneo, no período 2008 a 2015 (previsão ERSE), bem como o proveito unitário em função dessas quantidades. Pode-se verificar a grande volatilidade ocorrida ao nível dos proveitos permitidos unitários. Refira-se que estes valores apenas consideram o gás natural movimentado numa ótica comercial, excluindo o *cushion gas* necessário à estabilidade das cavidades.

Figura 3-2 - Quantidades de gás natural injetado e extraído no armazenamento subterrâneo



PROPOSTA

As instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural assumem, nos termos da legislação nacional e comunitária uma importância associada à constituição e manutenção de reservas de segurança, bem como um garante da estabilidade para a gestão do sistema na sua globalidade. Assim, com o objetivo de diminuir o impacte dos ajustamentos nas tarifas da atividade de armazenamento de gás natural assumindo a volatilidade da procura associada a esta atividade e o seu caráter estratégico, propõe-se a implementação de um mecanismo de socialização de custos, semelhante ao já implementado para o Terminal de GNL, que permite controlar os proveitos unitários a recuperar pela tarifa de armazenamento subterrâneo.

Esta metodologia visa possibilitar, dentro de determinadas bandas, a recuperação de parte dos custos da atividade de armazenagem, através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, com base na evolução do proveito unitário face ao valor ocorrido em t-2. Para tal, este mecanismo exige a definição anual de um parâmetro que correspondente à variação do proveito unitário a recuperar por aplicação das tarifas de Armazenagem, permitindo estabilizar a evolução tarifária e deste modo contribuir para a sustentabilidade dessa infraestrutura, que passa igualmente pela garantia de que a tarifa seja tendencialmente *cost reflective*, o que deverá ser tido em conta na definição dos parâmetros.

Para a determinação do proveito unitário importa definir a variável que melhor reflete a evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo. Este exercício reveste-se de alguma dificuldade devido às particularidades das diversas alternativas encontradas. Face ao seu peso na recuperação dos custos da atividade decorrentes da aplicação das tarifas de armazenamento, a consideração da capacidade de armazenamento contratada justifica-se. No entanto, as quantidades de energia injetadas e extraídas de gás natural apesar de serem pouco relevantes na recuperação dos custos por via tarifária, transmitem um sinal fiel da evolução da utilização do armazenamento subterrâneo e são de fácil aplicação com vista ao cálculo do proveito unitário. Existem assim vantagens e desvantagens

associadas á utilização de qualquer uma destas variáveis de faturação para o cálculo dos proveitos unitários da atividade de armazenamento, pelo que a definição da variável mais aderente à evolução da atividade será efetuada numa fase posterior, após a avaliação dos impactes das várias alternativas e ouvidos os agentes no decorrer do processo de consulta pública.

Face ao exposto a ERSE propõe:

13. Implementação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo e que consiste em recuperar através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, o diferencial de custos determinado com base na evolução do proveito unitário face ao valor ocorrido em t-2.

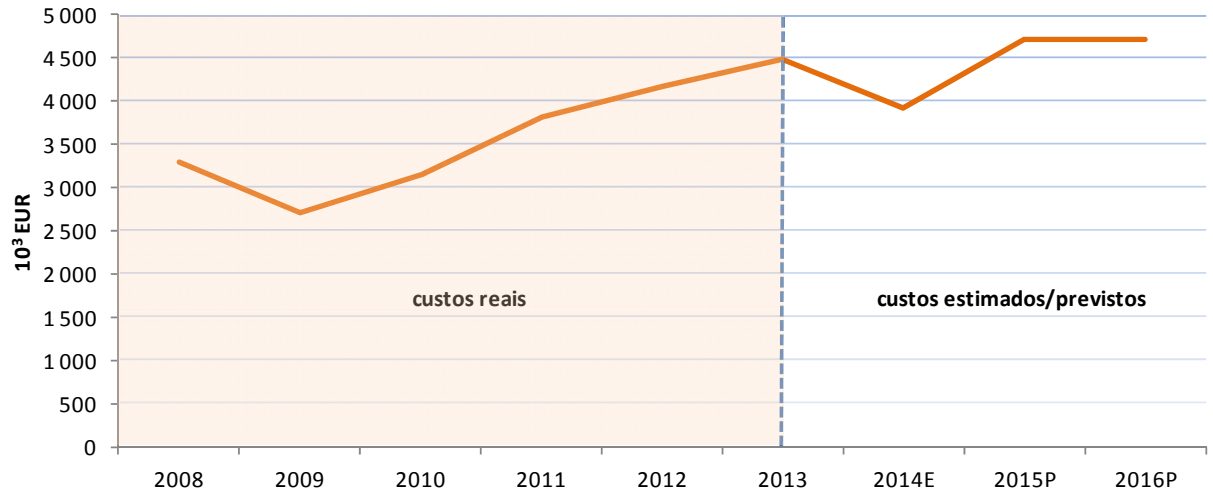
Em termos regulamentares esta proposta afeta os artigos 67 e 70.º do Regulamento Tarifário.

3.2 ALARGAMENTO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS À ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA

Ao contrário dos restantes custos de exploração regulados pela ERSE, os custos de exploração da atividade de gestão técnica global do sistema não têm sido abrangidos por qualquer meta de eficiência, devido às particularidades desta atividade, designadamente a dificuldade em definir um indutor de custos e o seu caráter estratégico para o SNGN.

No entanto, decorridos três períodos regulatórios e face à relativa maturidade que atingiu o setor do gás natural, importa alargar os objetivos de eficiência económica igualmente à atividade de gestão técnica global do sistema. Esta atividade é desenvolvida no seio de um grupo empresarial regulado, cujas restantes atividades são sujeitas à aplicação de metas de eficiência, o que poderá potenciar a subsidiação cruzada entre atividades exercidas no seio do mesmo grupo. A Figura 3-3 apresenta a evolução da componente de custos de exploração da atividade de Gestão Técnica e Global do sistema, aceite pela ERSE para efeitos regulatório. Os valores de 2008 a 20013 são os valores reais aceites em ajustamentos, o valor de 2014 é estimado e os valores de 2015 e de 2016 são previstos em tarifas do ano gás 2015/2016.

Figura 3-3 - Evolução do custo de OPEX da atividade de GTGS entre 2007e 2016



A figura permite evidenciar a tendência de crescimento verificada nos custos de OPEX desta atividade, no que se referem a valores reais (2008 a 2013).

Contudo, o alargamento da imposição de metas de eficiência à atividade de gestão técnica global do sistema deverá ter em conta o facto desta atividade enfrentar novos desafios, decorrentes da entrada em vigor dos códigos de rede europeus, que acarretam um conjunto de obrigações e custos acrescidos, não controláveis pelos agentes, e que por isso importa serem identificados. Importa, pois, fazer uma reflexão aprofundada da natureza dos custos da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema, no sentido de avaliar o seu carácter fixo ou variável, bem como a bondade da sua grandeza.

Por outro lado o caráter abrangente desta atividade dificulta a identificação de indutores de custo, justificando igualmente a associação da atividade a uma estrutura de custos fixa.

Deste modo, propõe-se aplicar uma metodologia do tipo *revenue cap* aos custos de exploração da atividade de gestão técnica global do sistema, com a separação dos custos em controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência.

Face ao exposto a ERSE propõe:

14. Implementação de uma regulação por incentivos ao nível dos custos de exploração da parcela I da atividade de Gestão Técnica e Global do SNGN.

Em termos regulamentares esta proposta altera o artigo 70º do Regulamento Tarifário.

3.3 APURAMENTO DE PROVEITOS PERMITIDOS PARA A ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

A atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL consiste na exploração e manutenção do terminal de gás natura liquefeito (GNL) e da capacidade de armazenamento, bem como na gestão de fluxos de gás natural assegurando a interoperacionalidade com a rede de transporte a que está ligado.

Esta atividade é exercida em regime de concessão de serviço público pelo operador do terminal de GNL, REN Atlântico - Terminal de GNL, S.A., que em Setembro de 2006, adquiriu a totalidade do capital social da Transgás Atlântico – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A., sendo uma atividade sujeita, desde 2007, a regulação pela ERSE.

À REN Atlântico compete, ao abrigo da referida concessão, a operação do terminal através da receção, armazenamento e regaseificação de GNL, a carga e expedição de camiões cisternas e navios metaneiros, bem como a construção e expansão das infraestruturas do terminal, tendo em conta o cumprimento das exigências ao nível das condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço.

No primeiro período regulatório do setor do Gás Natural, aplicou-se à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL um método de alisamento do custo com capital, para um período de 40 anos, correspondente ao período da concessão. Contudo a aplicação desta metodologia de alisamento por um período temporal tão extenso evidenciou na prática alguns aspetos, que após ponderados, conduziram à redução, no segundo período regulatório, do período temporal da metodologia de alisamento para um horizonte de 10 anos. As principais dificuldades, então elencadas consistiram:

- Dificuldade de efetuar previsões de investimentos e de consumos a longo prazo, designadamente a 40 anos e por semestre;
- Dificuldades de previsão das necessidades de utilização do Terminal de GNL, que se vieram a confirmar nos segundos e terceiro períodos regulatórios;
- Inexistência de previsões de investimentos avultados no terminal, após a construção do 3º tanque; e
- Grande instabilidade dos proveitos permitidos do terminal ocorrida ao longo do primeiro período regulatório.

Para evitar grandes oscilações ao nível do custo da infraestruturas do Terminal de GNL, foi, no início do terceiro período regulatório, implementado um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, através do qual as variações acima de um determinado montante, ocorridas ao nível dos proveitos unitários do Terminal de GNL, são recuperadas pela tarifa de Uso Global do Sistema. Este mecanismo, promove uma maior estabilidade nos proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

O mecanismo de alisamento do custo com capital a 10 anos, em vigor desde o ano gás 2010-2011, iria terminar provisionalmente no final do ano gás 2016-2017.

PROPOSTA

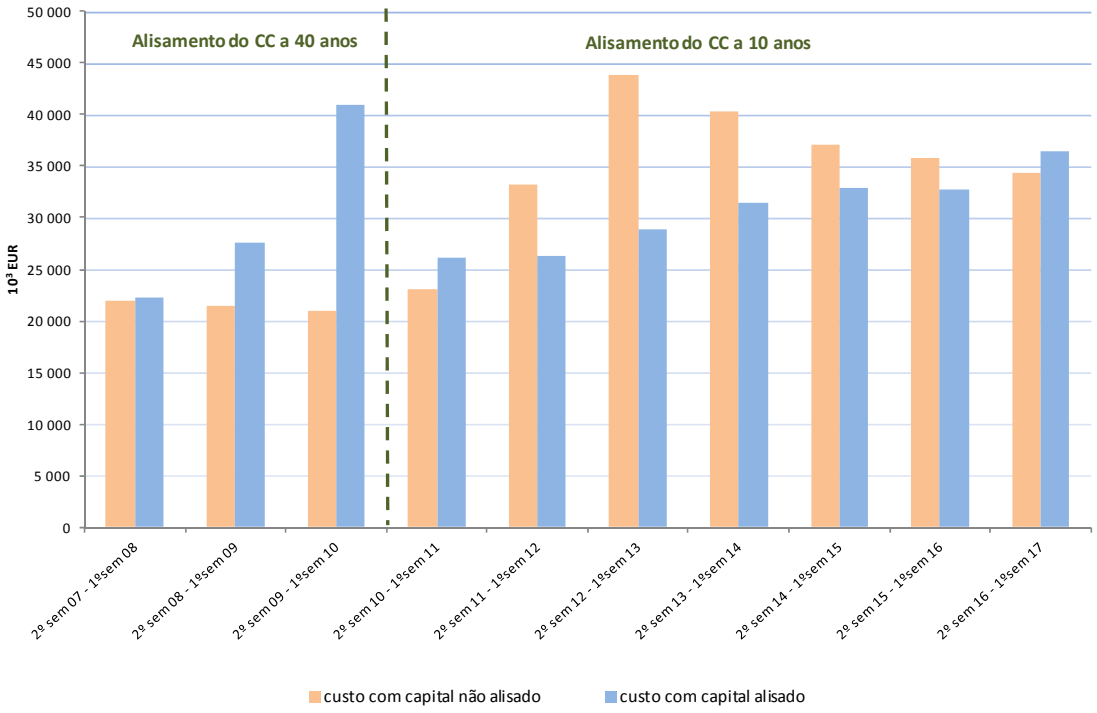
Contudo, é proposta da ERSE que já no início do 4º período regulatório do setor do GN, a iniciar em 1 de julho de 2016, seja abandonado o mecanismo de alisamento do custo com capital no Terminal de GNL, passando-se a uma regulação do CAPEX idêntica à generalidade das atividades reguladas do setor, ou seja, um custo com capital não alisado. Na base desta proposta estão alguns factos que foram devidamente ponderados, nomeadamente:

a) A necessidade de alterar a forma de cálculo do custo de capital face ao fim do mecanismo de alisamento a ocorrer em junho de 2017, e que iria ocorrer durante um período regulatório, obrigando a que ao longo deste houvessem duas metodologias distintas de cálculo do custo com capital da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL;

b) O custo com capital alisado e o custo com capital não alisado já atingiram no ano gás 2015-2016, valores relativamente próximos.

Figura 3-4 - Evolução do custo com capital alisado e não alisado entre 2007e 2017

Terminal de GNL



Quadro 3-1 - Valor atual líquido do custo com capital

Unidade: 10^3 EUR

	custo com capital não alisado	custo com capital alisado	diferença
	(a)	(b)	(c) = (b) - (a)
VAL (2º sem 07 - 1ºsem 08 a 2º sem 15 - 1º sem 16)	185 335	185 924	589

Assim, a extinção do alisamento do custo com capital deverá ser compensada por um mecanismo de reposição da neutralidade financeira. Dada a dimensão do desvio entre o custo com capital alisado e o custo com capital não alisado (estimado em 589 milhares de euros), o valor da reposição deverá ser efetuado por inteiro no primeiro ano gás do novo período regulatório, ou seja, no ano gás 2016-2017.

Face ao exposto a ERSE propõe:

15. Extinção do alisamento do custo com capital com reposição da neutralidade financeira no primeiro ano gás do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.

Em termos regulamentares esta proposta afeta o artigo 66º do Regulamento Tarifário.

3.4 MODELO DE REGULAÇÃO APLICÁVEL AO REENCHIMENTO DE NAVIOS METANEIROS E OUTROS SERVIÇOS NO TERMINAL DE GNL

SERVIÇOS DE REENCHIMENTO DE NAVIOS METANEIROS

A crise energética no Japão que se seguiu ao acidente de Fukushima em 2011 fez subir os preços de gás natural na Ásia, tendo criado procura para novos serviços nos terminais de GNL da Europa. A maior dinâmica introduzida no mercado mundial de GNL desviou muito desse gás do mercado europeu, para entregas onde o preço era mais elevado.

Os terminais de GNL na Península Ibérica adaptaram-se a esta mudança do mercado e têm vindo a efetuar reenchimento de navios metaneiros. Desde o final de 2014, assiste-se a uma reaproximação entre os preços do gás natural na Ásia, em particular no Japão, e os preços que se verificam na Europa, diminuindo os ganhos potenciais da revenda de gás natural na Ásia. Esta nova alteração demonstra o dinamismo do mercado mundial de GNL e a sua dependência de situações que provoquem diferenças de preços acentuadas entre o mercado europeu e outros mercados.

No caso do terminal de Sines, a Portaria n.º 137/2011, de 5 de abril, aprovou o Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (que estabelece as condições técnicas de construção e de exploração das infraestruturas de terminais de GNL), dando cumprimento ao estipulado no artigo 62.º do Decreto-Lei n.º 231/2012. Este Regulamento foi aditado pela Portaria n.º 201/2013, de 6 de junho, que criou um regime técnico e económico de prestação de serviços de reenchimento de navios metaneiros aprovando as normas técnicas aplicáveis às operações de expedição e carga de navios metaneiros.

Esta Portaria refere que os custos de investimento e de operação relativos às operações de descarga, armazenamento e reinjeção de GNL em navios metaneiros devem ser suportados pelo operador do terminal de GNL, obrigando à sua separação contabilística. O regime aprova ainda a forma de repartição dos custos e proveitos da atividade de descarga, armazenamento e reenchimento de navios.

As receitas geradas com a descarga e o armazenamento para efeitos de reinjeção de GNL em navios são repercutidas na redução da tarifa de acesso ao terminal de GNL em 90% do valor líquido de impostos. O remanescente é proveito próprio do operador do terminal.

As receitas geradas com a reinjeção de GNL constituem, em 90% do seu montante líquido de impostos, proveito próprio do operador e o remanescente repercutido para redução da tarifa de acesso ao terminal de GNL.

O regime legal aprovado pela Portaria n.º 201/2013, de 6 de junho, produziu efeitos em 1/03/2013, com indicação de seria reapreciado no prazo de 3 anos após a sua entrada em vigor.

No ano de 2013, o terminal de GNL faturou o valor aproximado de 39 milhões de euros. A atividade de *transhipment*, composta pelas funções de receção, armazenamento de GNL e carga de navios, correspondeu ao valor total aproximado de 6,7 milhões de euros, segundo informação do operador. Deste montante, cerca de 4 milhões foram devolvidos à tarifa e 2,7 milhões foram receita do operador do Terminal de GNL. No mesmo ano, a atividade de *transhipment* representou cerca de 17,2% da faturação total do Terminal de GNL. Em termos de energia processada no Terminal de Sines, o reenchimento de navios representou 18% em 2013 (4,6 em 26,2 TWh) e 20% em 2014 (3,7 em 18,1 TWh).

OUTROS SERVIÇOS

Os terminais de GNL são atualmente solicitados para diversos serviços que, não sendo a sua função primordial, podem representar um acréscimo de atividade que pode complementar a utilização na função primária – a injeção de gás natural na rede de transporte. A capacidade de responder à procura por estes serviços pode ainda contribuir para aumentar a capacidade de atrair novas cargas de GNL para o Terminal de Sines e aumentar a flexibilidade desta infraestrutura.

Estes novos serviços podem incluir a capacidade de receber navios metaneiros de diferentes dimensões, o carregamento de contentores de GNL para expedição marítima (caso já existente com destino à Ilha da Madeira), o abastecimento de navios que utilizam GNL como combustível, o enchimento de camiões cisterna de pequena dimensão, o arrefecimento de tanques de GNL em navios e em camiões cisterna, entre outros.

A resposta a estes serviços pode envolver outros parceiros para além do operador da infraestrutura (como o operador do porto ou da ferrovia), o que, a registar-se, aumenta a mais-valia que o operador do Terminal de GNL pode trazer aos seus utilizadores.

REGIME DE ACESSO REGULADO NO TERMINAL DE GNL

Nos termos do artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, que altera o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, o acesso ao Terminal de GNL é regulado, devendo para o efeito, o seu operador proporcionar aos interessados, de forma não discriminatória e transparente, o acesso à infraestrutura baseado em tarifas aplicáveis a todos os utilizadores, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações e do Regulamento Tarifário.

Este regime decorre do previsto no artigo 32.º da Diretiva 2009/73/CE, de 13 de Julho de 2009 que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural a qual prevê que "*os Estados-Membros devem garantir a aplicação de um sistema de acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição e às instalações de GNL baseado em tarifas publicadas, aplicáveis a todos os clientes elegíveis (…) e aplicadas objetivamente e sem discriminação aos utilizadores da rede. Os Estados-Membros devem assegurar que essas tarifas, ou as metodologias em que se baseia o respetivo cálculo, sejam aprovadas em conformidade com o artigo 41.º pela entidade reguladora a que se refere o n.º 1 do artigo 39.º antes de entrarem em vigor, e que essas tarifas — e as metodologias, no caso de apenas serem aprovadas metodologias — sejam publicadas antes de entrarem em vigor*".

PROPOSTA DE REGIME REGULATÓRIO DA ATIVIDADE DE REENCHIMENTO DE NAVIOS METANEIROS E OUTROS SERVIÇOS NO TERMINAL DE GNL

Com base na aplicação do referido regime de acesso regulado ao Terminal de GNL, conforme a Diretiva 2009/73/CE, a ERSE considera que deve aprovar, no contexto da sua regulamentação do setor do gás natural, as condições de acesso e de gestão económica das atividades reguladas, as condições gerais dos contratos de uso do terminal de GNL (para efeitos de reinjeção de gás em navios metaneiros).

A ERSE considera que o Regulamento Tarifário do gás natural já contempla (art. 42.º) mecanismos flexíveis para a aprovação de novos serviços a prestar pelo Terminal de GNL, para fazer face à dinâmica do mercado de GNL, incluindo as condições gerais do serviço e o regime económico dessa prestação, em moldes compatíveis com o regime de acesso regulado à infraestrutura.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

16. Aplicar efetivamente o regime de acesso regulado no Terminal de GNL quanto à função de reenchimento de navios metaneiros e outros serviços, de acordo com o enquadramento já previsto atualmente no Regulamento Tarifário, em substituição do regime definido pela Portaria 201/2013, a qual se limita ao período de aplicação de 3 anos após a sua entrada em vigor e findo o qual deve ser reapreciada.

Esta alteração não tem impacte no Regulamento Tarifário.

3.5 RECUPERAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL ASSOCIADA À EVOLUÇÃO DA PROCURA

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

De uma forma simplificada, pode-se considerar que as tarifas de uma atividade regulada, calculadas pela ERSE para um determinado ano t, recuperam os proveitos permitidos, previstos para o ano em causa, assim como os ajustamentos entre os proveitos previstos nos dois anos anteriores e as faturações ocorridas ou estimadas. As variações tarifárias decorrem, assim, da evolução perspetivada para a atividade, bem como dos ajustamentos, isto é, dos acertos às previsões efetuadas no passado. Desde que não comprometa a recuperação dos custos do setor, a estabilidade tarifária diminui o risco percecionado pelos agentes, sendo, desta forma, um fator potenciador da sustentabilidade do sector.

As especificidades do Terminal de GNL e do Armazenamento Subterrâneo conduziram à implementação ou à proposta de implementação de mecanismos próprios, com vista à promoção da estabilidade tarifária.

No entanto, as atividades de transporte e de distribuição de gás natural são de tal modo próximas em termos de caraterísticas técnicas e económicas, que podem justificar a aplicação de um mecanismo semelhante com vista à estabilidade tarifária.

Os desvios tarifários podem ocorrer por duas ordens de razões:

- O valor da faturação é diferente do previsto devido a fatores exógenos à empresa (evoluções não previstas das variáveis de faturação ou da estrutura tarifária);
- Os montantes de proveitos a recuperar (custo de investimento ou de exploração) são diferentes do previsto.

As atividade de transporte e de distribuição de gás natural já estão a atingir um nível de maturidade, espelhado na recente diminuição do nível de investimentos, pelo que não se tem verificado uma grande variação dos montantes de proveitos a recuperar. Assim, as variações tarifárias de maior relevância têm-se devido, principalmente, aos desvios da faturação face ao previsto, refletindo em parte a volatilidade da procura.

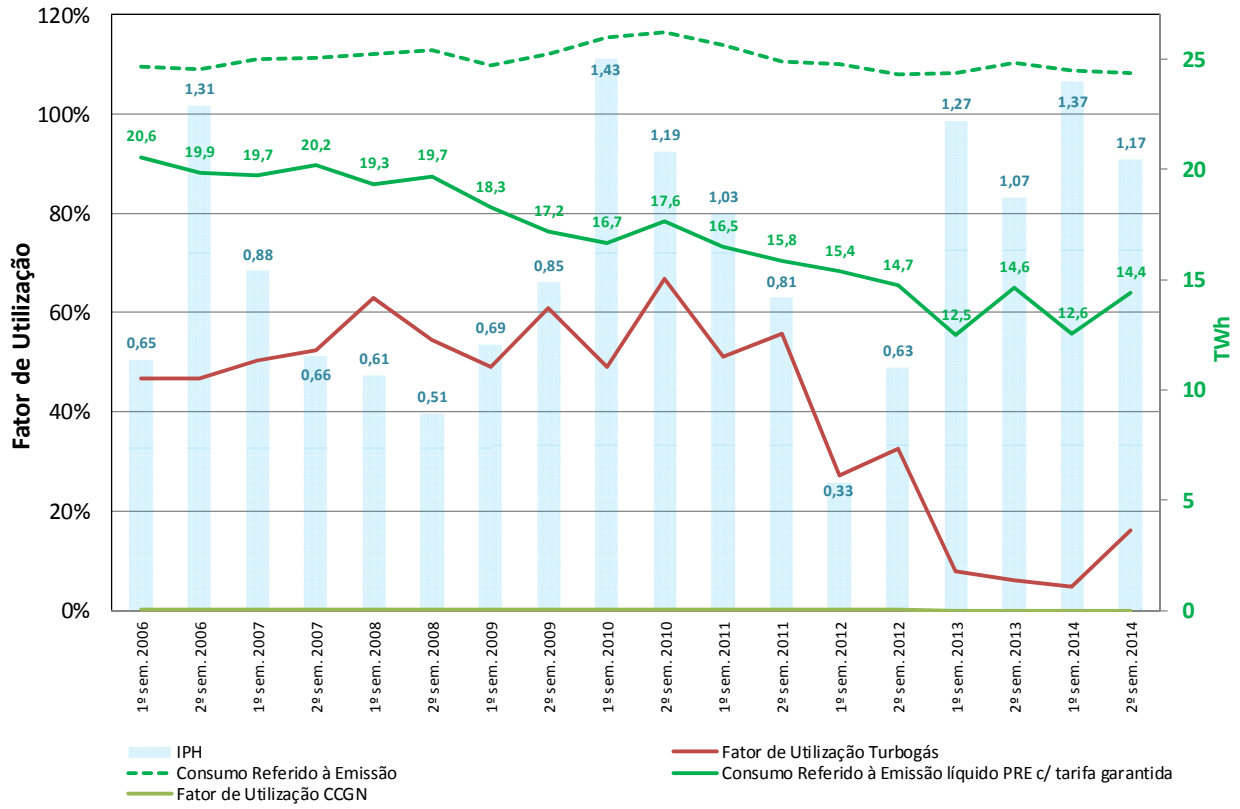
O setor do gás natural tem observado uma evolução descontínua da procura, em grande parte devido ao comportamento do mercado da eletricidade que tem vindo a perder importância na estrutura de consumo do SNGN.

A diminuição do peso do mercado de eletricidade na estrutura do consumo do gás natural decorre da conjugação de fatores estruturais e conjunturais, como se pode ver na Figura 3-5, que apresenta a

evolução de um conjunto de variáveis que condicionam a evolução do consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado a gás natural, designadamente:

- O consumo de energia elétrica referido à emissão e o mesmo deduzido da produção em regime especial, de modo a obter a procura dirigida aos mercados grossistas de eletricidade;
- O índice de produtibilidade hidroelétrica;
- Os fatores de utilização médios semestrais[6] do conjunto das centrais de ciclo combinado a gás natural.

Figura 3-5 - Evolução semestral do consumo de energia elétrica, do índice de produtibilidade hidroelétrica e do fator de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural



A produção em regime especial (PRE) de energia elétrica com tarifa garantida está fora do regime de mercado, ao contrário da produção de energia elétrica por parte das centrais de ciclo combinado a gás natural. Assim, o progressivo incremento da PRE, conjugado com a estagnação do consumo provocam, tendencialmente, diminuição do consumo líquido de PRE e, consequentemente, a possibilidade de venda no mercado grossista da energia produzida pelas centrais de ciclo combinado a gás natural. A

[6] Relação entre a energia elétrica produzida e o produto entre a potência instalada e o número de horas do período.

esta tendência, estrutural, visível na figura anterior, juntam-se outros fatores conjunturais tal como a evolução da hidraulicidade, igualmente visível nessa figura, ou ainda a evolução dos custos marginais de produção das centrais a carvão face ao das centrais de ciclo combinado a gás natural. Estes últimos fatores são mais dificilmente previsíveis a longo prazo e podem ter impactes importantes nas tarifas, principalmente nas tarifas de acesso à rede de transportes de gás natural.

As flutuações da procura de gás natural não se verificam apenas ao nível das previsões do mercado de eletricidade. O efeito da procura verifica-se, igualmente, ao nível do consumo do mercado convencional, sendo, contudo, menos acentuado ao nível do gás natural distribuído nas redes de distribuição de média e baixa pressão. No entanto, a procura de gás natural na rede de distribuição pode, igualmente, estar sujeita a grandes variações, tendo em conta que nestas redes o consumo caracteriza-se por alguma indivisibilidade, visto o grande peso da indústria face ao peso dos consumidores domésticos.

PROPOSTA

As atividades de transporte e de distribuição de gás natural atingiram um nível de maturidade ao qual está associada alguma estabilidade ao nível dos proveitos a recuperar pelas tarifas. Existem, no entanto, alguns fatores conjunturais que levantam o risco das flutuações na procura se refletirem em impactes tarifários. Estes fatores poderão ser associados à volatilidade da procura, em especial ao nível do mercado elétrico, como também aos impactes, temporários, decorrentes de alterações nas estruturas tarifárias.

Face ao exposto, propõe-se a aplicação de um mecanismo que permita anular, parcial e temporariamente, os impactes dos ajustamentos nos proveitos unitários. De modo a impedir que este mecanismo distorça o sinal custo a transmitir aos consumidores ou que avolume os montantes de custos a recuperar pelas tarifas, o mecanismo apenas atuará a partir de um determinado nível predefinido de impacte tarifário e a recuperação dos proveitos terá um horizonte temporal em linha com a duração do período regulatório. A neutralidade financeira será obtida recorrendo a taxas iguais ou próximas das que têm vindo a ser aplicadas aos ajustamentos anuais nesta atividades reguladas.

Este mecanismo poderá ser aplicado tanto à atividade de transporte, como à atividade de distribuição de gás natural, com as devidas adaptações.

Face ao exposto a ERSE propõe que se pondere:

17. A possibilidade da recuperação dos proveitos regulados das atividades de transporte e de distribuição de gás natural estar associada à evolução da procura, por forma a limitar os seus impactos tarifários. A recuperação dos proveitos terá um horizonte temporal em linha com a duração do período regulatório.

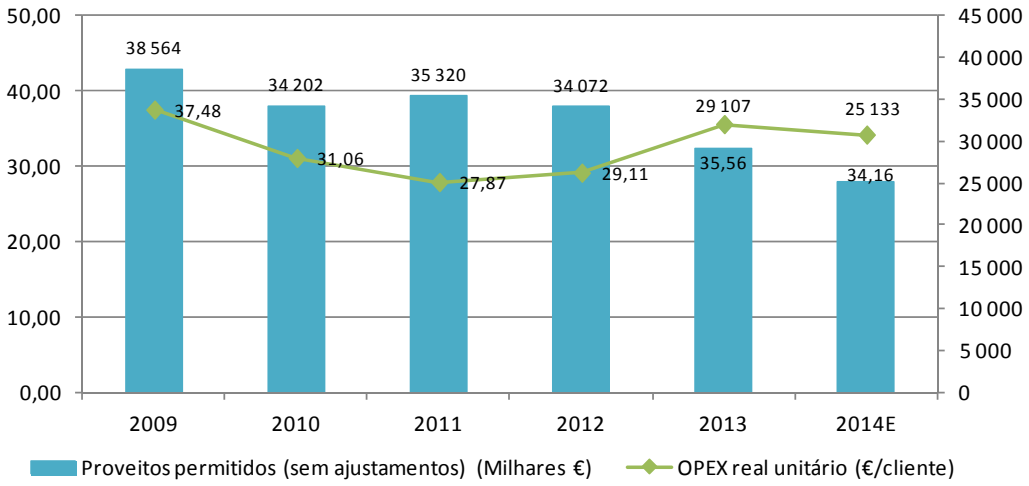
3.6 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Com o processo de extinção de tarifas reguladas, a atividade de comercialização de último recurso de gás natural sofre alterações significativas, nomeadamente ao nível da estrutura de custos dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURR) e da sua necessária adequação ao ritmo de saída dos clientes para o mercado.

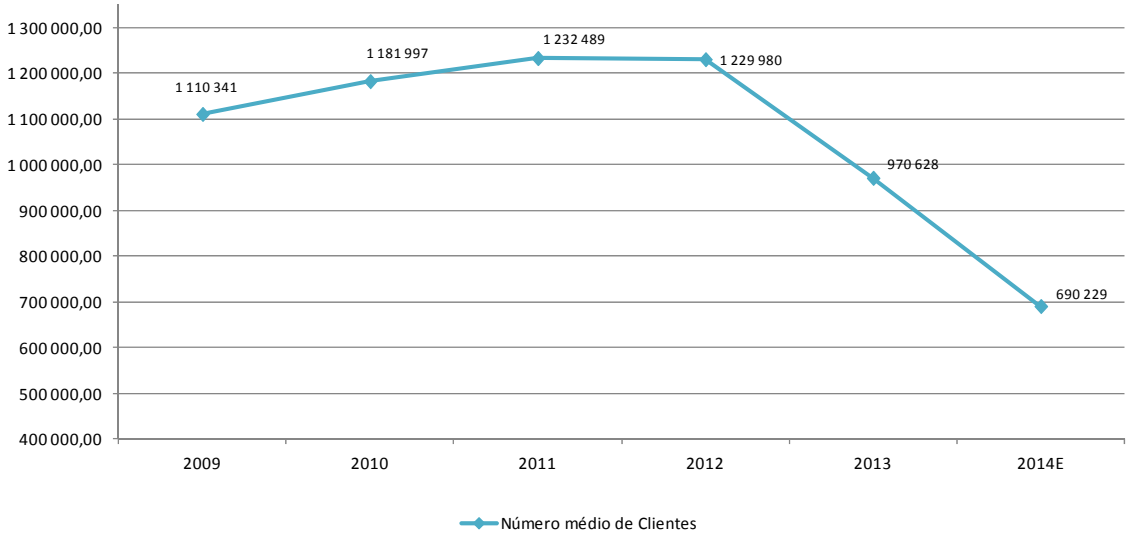
A figura infra apresenta uma breve caracterização da atividade de comercialização dos CURR ao longo dos últimos 6 anos.

Figura 3-6 - Caracterização da atividade dos CURR (valores reais até 2013)



Fonte: ERSE

Figura 3-7 - Evolução do número médio de clientes



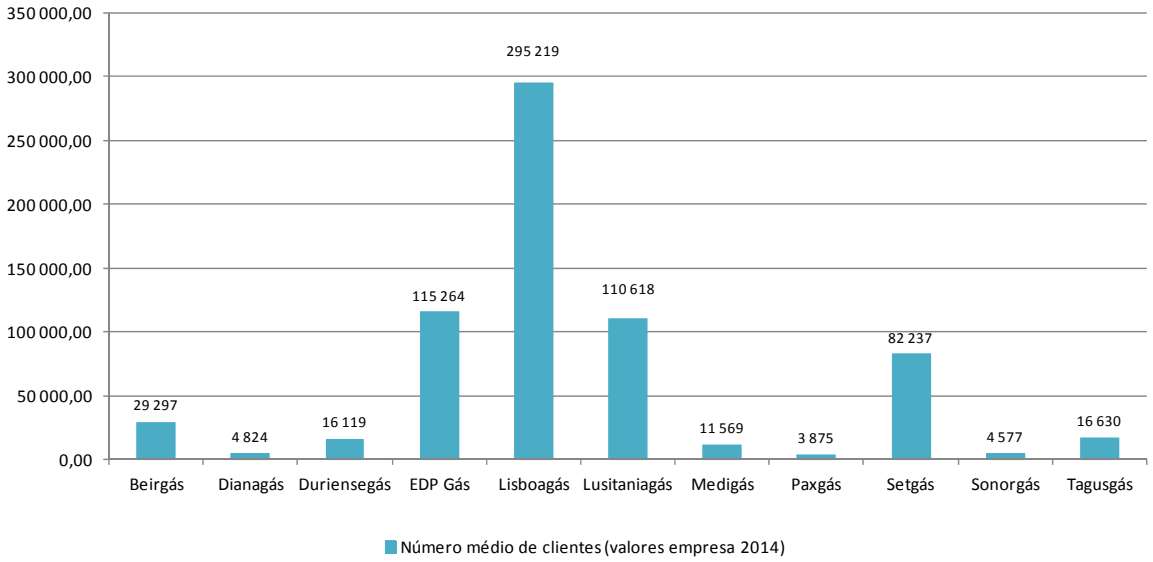
Com efeito, o processo de extinção de tarifas tem conduzindo a uma tendência decrescente dos proveitos permitidos para a atividade dos CURR, decorrente da extinção de tarifas e da consequente saída dos consumidores para o mercado liberalizado. Recorde-se, neste particular, que a Portaria n.º97/2015, de 30 de março, definiu a data de 31 de dezembro de 2017 para a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3.

No que concerne aos custos de exploração (OPEX) unitários por cliente, embora este tenha registado um decréscimo/estabilização até 2012, a partir desse ano registou uma tendência crescente, decorrente do ritmo de saída dos clientes para o mercado (cerca de -21% em 2013) superior ao decréscimo registado no OPEX (-13%, em 2013, custos aceites). Estima-se que em 2014 se verifique novamente um acréscimo do OPEX unitário por cliente, decorrente de um decréscimo do OPEX (-15%), inferior ao ritmo de saída dos clientes para o mercado (na ordem dos -28%).

Por outro lado, não são igualmente de negligenciar as especificidades das várias empresas e a consequente necessidade de adequar as respetivas condições técnicas de laboração ao seu perfil geográfico. A atividade de comercialização de último recurso retalhista caracteriza-se por um leque de empresas com características distintas, como sejam ao nível da sua dimensão, maturidade, perfil da carteira de clientes, entre outros fatores, em grande medida associados e/ou condicionados pelas áreas geográficas em que operam.

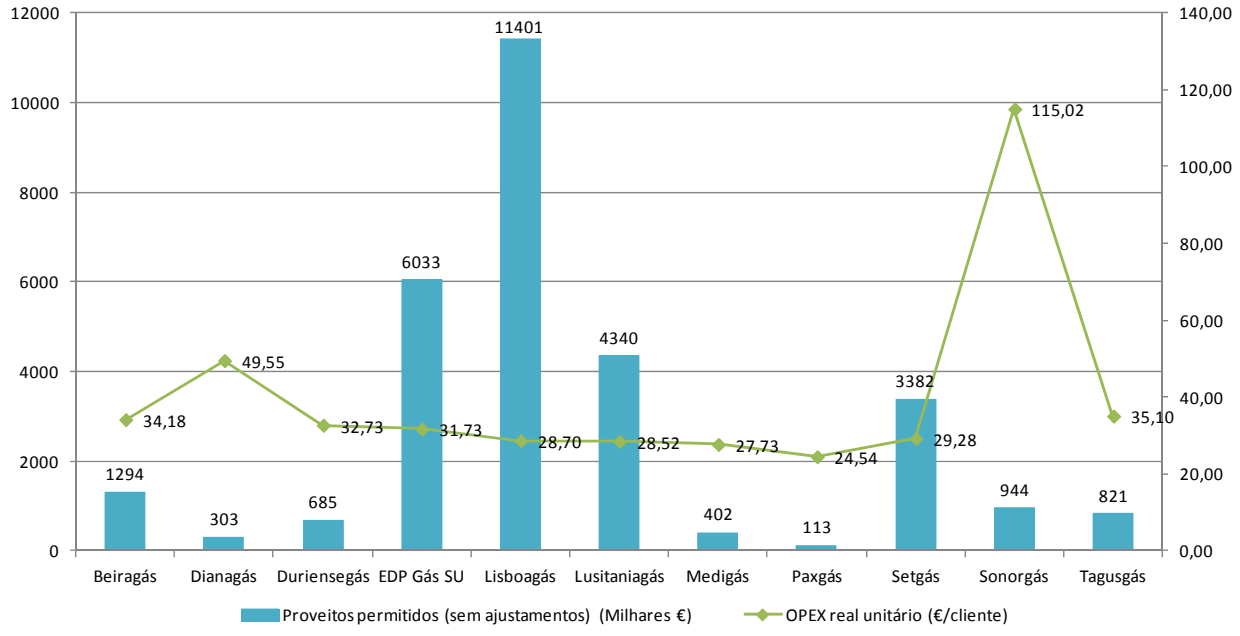
Os gráficos abaixo ilustram as diferentes realidades dos CURR, no que respeita ao número médio de clientes, bem como os proveitos permitidos (sem ajustamentos) e custo unitário por cliente que lhes estão associados.

Figura 3-8 - Número médio de clientes dos CURR



Fonte: ERSE

Figura 3-9 - Caraterização individual dos CURR (valores reais 2013)



Fonte: ERSE

Os gráficos supra permitem atestar o perfil distinto dos vários CURR, permitindo desde logo concluir que os custos unitários por cliente são sensíveis a fatores como a redução da atividade das empresas, bem como a sua dimensão, localização, dispersão do negócio e maturidade.

Pelos motivos acima identificados, é crucial monitorizar e avaliar a razoabilidade dos custos que têm sido imputados à atividade de comercialização de gás natural ao longo dos últimos anos, com especial enfoque na preparação do período regulatório que se avizinha.

Neste sentido, a ERSE iniciou um processo de recolha de informação sobre a atividade de comercialização de gás natural, através da realização de questionários às empresas, os quais são igualmente cruciais para o exercício que abaixo se apresenta.

DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Adicionalmente à necessidade de realização destas análises por parte da ERSE, com o objetivo de avaliar e monitorizar a atividade de CURR, surge, no quadro legal vigente, o dever de se definirem custos de referência para a atividade de comercialização de gás natural, à semelhança do que ocorre no setor elétrico.

Deste modo, nos termos do artigo 38.º do Decreto-Lei 231/2012, de 26 de outubro, a ERSE deverá definir custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente.

Estes custos deverão traduzir-se não só i) no cumprimento do quadro legal, como ii) na criação de bases sustentadas para a definição do OPEX unitário para a atividade de comercialização de gás natural, que variam consoante as características das empresas e dos mercados em que atuam e iii) permitir uma harmonização das metodologias de cálculo entre as atividades de comercialização do setor elétrico e do gás natural. Note-se, contudo, que a razoabilidade e aplicabilidade deste exercício deverá ter em linha de conta o horizonte temporal definido para a extinção das tarifas para fornecimentos de gás natural a clientes finais, fixado no final de 2017, conforme anteriormente referido.

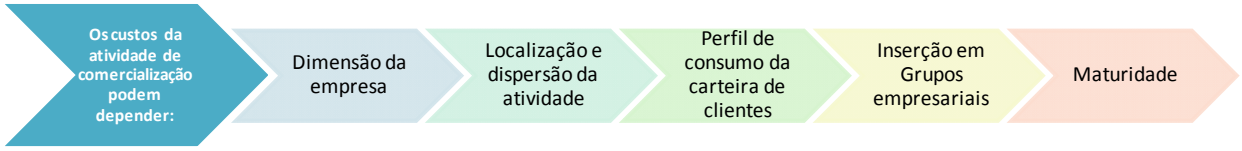
Recorde-se que, no seguimento desta imposição legal, bem como da necessidade de obtenção de informação adicional sobre a atividade de comercialização já identificada supra, a ERSE iniciou um processo de recolha de informação sobre a atividade de comercialização de energia, da qual resultou a publicação de uma matriz de custos de referência para a atividade de comercialização de energia elétrica, no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, do setor elétrico, a qual foi atualizada no decurso do presente ano.

Assim, pretende-se definir valores de referência que permitam conciliar duas situações:

- A consolidação com o trabalhado já efetuado no âmbito do setor elétrico, conforme anteriormente referido; e
- A harmonização de práticas regulatórias entre os setores de gás natural e da eletricidade.

Com efeito, adicionalmente ao processo de extinção de tarifas, existe um conjunto de fatores intrínsecos às empresas, que as posicionam com diferentes perfis, e que por conseguinte não podem ser alheios à definição dos custos de referência:

Figura 3-10 - Aspetos que condicionam os custos de referência para a atividade de comercialização



Deste modo, a definição de custos de referência, em paralelo com a forte redução da atividade dos CUR, leva à necessidade de uma reflexão aprofundada sobre:

i. Fatores exógenos às empresas, não controláveis (condições técnico-económicas de laboração, nível de atividade e eventuais custos ociosos, entre outros); e

ii. Fatores internos, controláveis pelas empresas.

Face ao exposto, afigura-se oportuna a revisão dos artigos do Regulamento Tarifário relacionados com esta temática, por forma a introduzir e permitir a utilização consistente e clara do conceito de custos de referência, que se deverá consubstanciar:

- Na harmonização entre setor elétrico e de gás natural, das metodologias de cálculo do OPEX das empresas de comercialização de último recurso;
- Na definição sustentada do OPEX para os CURR.
- E, ainda, na adaptação do Regulamento Tarifário, com a introdução de um artigo referente aos custos de referência da atividade de comercialização de gás natural, que deverá posicionar-se como um artigo base, antecedendo a metodologia de cálculo dos custos de exploração da função de comercialização retalhista de gás natural.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

18. Acrescentar, no RT, um novo artigo 89-A.º, Custos de referência da atividade de comercialização.
19. Rever a redação do n.º 5 do artigo 90.º Proveitos da função de Comercialização de gás natural, em linha com a introdução do artigo 89.ºA.

Em termos regulamentares, a proposta introduz o artigo 89-Aº e altera o artigo 90.º do Regulamento Tarifário.

3.7 PEDIDO DE INFORMAÇÃO DAS OPERAÇÕES INTRAGRUPO

Num contexto de crescente complexidade das atividades reguladas e da consequente necessidade do regulador obter informação mais detalhada para o correto exercício regulatório, a ERSE procura obter um leque de informação adicional sobre as atividades reguladas do setor energético.

No quadro da prossecução deste objetivo, os Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT) das empresas reguladas dos setores da eletricidade e do gás natural constituem uma fonte de informação relevante para monitorização das operações intragrupo realizadas entre empresas reguladas e empresas não reguladas inseridas no mesmo Grupo empresarial, sendo igualmente uma ferramenta importante de despiste de potenciais situações de subsidiação cruzada e/ou duplicação de custos na esfera das empresas envolvidas.

Assim, afigura-se oportuna a revisão da redação dos artigos do Regulamento Tarifário relacionados com os pedidos de informação, por forma a:

- Contemplar informação sobre o universo de operações intragrupo realizadas, em termos da respetiva natureza, entidade contraparte, montantes envolvidos por atividade (e respetivos critérios de imputação, quando aplicável); e metodologia de preço da operação, tornando a informação a disponibilizar mais aderente às necessidades do exercício regulamentar.

- Uniformizar os procedimentos com os que estão atualmente vertidos no regulamento tarifário do setor elétrico em vigor.

- Alterar o prazo de envio desta informação para 31 de outubro, tendo em conta os prazos estipulados no âmbito do quadro fiscal em vigor para preparação dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência.

- Direcionar os pedidos de informação para o ano s-1 (atualmente solicitada para os períodos de s-2 a s+1).

Face ao exposto, a ERSE propõe:

20. Rever a redação do n.º 2 dos artigos 119º, 121º, 125º, 128º, 133º e 135º.

Em termos regulamentares esta proposta afeta os artigos 67 e 70.º do Regulamento Tarifário.

3.8 ADEQUAÇÃO DO RT À LEGISLAÇÃO EM VIGOR

O artigo 140º do RT do GN referente à informação a facultar pelos distribuidores e comercializadores de GN relativa ao ASECE contêm exceções que colidem com a restante regulamentação complementar.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

21. A alteração do Regulamento Tarifário do Gás Natural de modo a harmonizar com o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, e compatibilizá-lo com a restante regulamentação complementar da ERSE.

Em termos regulamentares, a proposta introduz alterações ao artigo 140º do Regulamento Tarifário, eliminando as exceções atuais.

3.9 UTILIZAÇÃO DAS CONTAS AUDITADAS PARA CÁLCULO DE AJUSTAMENTOS DE PROVEITOS

As empresas reguladas estão obrigadas a enviar ao regulador toda a informação considerada fundamental para o desempenho das suas funções. Mais especificamente, no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas, a ERSE recorre à informação providenciada pelos diferentes operadores, designadamente, informação estimada e previsional para o ano de tarifas e seguintes e informação real, para o último ano fechado. No que respeita à informação relativa ao ano real para cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos, esta deve ser auditada e certificada por uma empresa de auditoria de acordo com os formatos acordados com a ERSE.

De acordo com as metodologias regulatórias aplicadas às atividades reguladas, o cálculo dos proveitos permitidos e respetivos ajustamentos requer a análise e avaliação da informação enviada pelas empresas, o que pode resultar na não-aceitação de determinados valores não considerados eficientes ou na aceitação de valores diferentes dos auditados e constantes das contas reguladas.

Além disso, importa esclarecer que em alguns casos o facto dos valores apresentados nas contas reais auditadas não serem evidenciados de forma direta nos mapas da ERSE não significa que os mesmos

não tenham sido aceites. Nestes casos, a ERSE considera os valores agregados ou repartidos de forma diferente da que, por vezes, é apresentada nas demonstrações financeiras recebidas.

Face ao exposto e de forma a clarificar as reservas colocadas por alguns operadores quanto ao tratamento dado pela ERSE às contas auditadas para cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos, surge a necessidade de introdução de um artigo genérico no Regulamento Tarifário com vista ao tratamento das contas auditadas.

Nesse artigo é explicitada a obrigação de envio de contas auditadas de acordo com as normas complementares publicadas pela ERSE, bem como o facto da utilização das contas auditadas no processo tarifário estar sujeita à sua prévia avaliação por parte do regulador.

Face ao exposto a ERSE propõe:

22. Criação de um novo artigo explicativo das condições para a utilização das contas reais auditadas enviadas pelos operadores.

Em termos regulamentares esta proposta implica a criação de um novo artigo no Capitulo VII na Secção III - Disposições Finais do Regulamento Tarifário.

3.10 INFORMAÇÃO A FORNECER À ERSE APÓS CESSAÇÃO DAS ATIVIDADE DOS OPERADORES REGULADOS

Os proveitos permitidos da generalidade das atividades reguladas do Setor do Gás Natural são compostos por uma componente previsional, para os anos s e s+1, e por componentes estimadas e reais, para os anos s-1 e s-2. A componente previsional materializa-se essencialmente nas previsões efetuadas pelas empresas e pela ERSE para o OPEX, o custo com o capital (CAPEX, do inglês *Capital Expenditure*) e incentivos à atividade regulada para os anos s e s+1. As componentes estimadas e reais correspondem aos acertos que são feitos aos proveitos permitidos definidos nos anos anteriores, s-1 e s-2, das atividades reguladas.

Nos últimos anos, com a evolução do Setor do Gás Natural, extinguiram-se atividades, como por exemplo a atividade de Compra e Venda de Gás Natural a Grandes Clientes ou ocorreu a cessação de atividade por operadores, como por exemplo a Transgás Armazenagem que em 2015 trespassou parcialmente a sua atividade regulada de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural para a REN Armazenagem. Situações desta natureza de reestruturação da atividade, fusão, venda ou ainda trespasse, como as relatadas anteriormente, poderão voltar a ocorrer.

Contudo, estes factos não implicam o fim da obrigatoriedade de reporte de informação para fins regulatórios, pelo menos durante dois anos após a ocorrência do último facto regulado. Tal deve-se à necessidade de se efetuarem os ajustamentos provisórios (s-1) e definitivos (s-2) das atividades extintas ou dos operadores de cessam a sua atividade.

Neste sentido, o articulado do Regulamento Tarifário passa a clarificar o facto dos operadores que tenham visto a sua atividade extinta ou que, por algum motivo, cessem a sua atividade regulada, terem de enviar, pelo menos durante dois anos após a cessação de atividade, a informação regulatória nos termos da regulamentação da ERSE.

Face ao exposto a ERSE propõe:

23. Inclusão no articulado do Regulamento Tarifário de uma disposição que preveja a obrigatoriedade de envio de informação regulatória por parte dos operadores cessantes das suas atividades reguladas, pelo menos durante dois anos após a ocorrência do último facto objeto de regulação.

Em termos regulamentares esta proposta materializa-se na inclusão do artigo 140-Aº do Regulamento Tarifário.

3.11 REPORTE DE FACTOS OCORRIDOS EM MOMENTOS POSTERIORES ÀS DATAS DE REPORTE DA INFORMAÇÃO REGULATÓRIA

Na regulação económica, o reporte de informação completo, atempado e verdadeiro constitui o principal veículo regulatório. Os regulamentos da ERSE estabelecem relativamente aos vários agentes sujeitos à regulação diferentes prazos de reporte de informação. No entanto, factos ocorridos em momentos posteriores às datas de reporte podem igualmente ter impacte tarifário expressivo. Em resultado, e por forma a robustecer os regulamentos e em consequência os poderes da ERSE, propõe-se que o Regulamento Tarifário contemple a obrigatoriedade de reporte à ERSE por parte das empresas reguladas de factos materialmente relevantes que ocorram após os prazos estipulados regulamentarmente para o envio da informação regulatória.

Propõe-se a introdução de um n.º 4 prevendo a obrigação dos operadores sujeitos à regulação económica da ERSE comunicarem atempadamente e a todo o momento, quaisquer informações que possam revestir impacte tarifário materialmente relevante, ainda que relativa a factos que venham a ocorrer em momento posterior à data regulamentar de reporte.

Face ao exposto a ERSE propõe:

24. Prever no Regulamento Tarifário a obrigação dos sujeitos à regulação da ERSE comunicarem atempadamente e a todo o momento, quaisquer informações que possam revestir impacte tarifário

materialmente relevante, ainda que relativa a factos que venham a ocorrer em momento posterior à data regulamentar de reporte de informação.

Em termos regulamentares esta proposta altera o artigo 146º do Regulamento Tarifário.

4 ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

O Regulamento Europeu n.º 312/2014, que aprovou o Código de Rede para a Compensação das redes de transporte de gás (doravante designado por Código de Rede de Compensação) entrou em vigor em 20 de abril de 2014, sendo a sua aplicação a Portugal prevista para outubro de 2016[7]. Este Regulamento tem por objetivo apoiar o desenvolvimento de um mercado grossista de gás na União Europeia, de curto prazo e competitivo, que possibilite o fornecimento de flexibilidade através de mecanismos de mercado. Através da utilização dos referidos mecanismos de mercado, os utilizadores da rede devem equilibrar as suas carteiras de compensação de forma eficiente, sendo responsáveis pelo equilíbrio entre os seus fornecimentos e os seus consumos. Os operadores das redes de transporte (ORT) realizarão ações de compensação residual das redes, se necessário.

A aplicação do Código de Rede pode implicar o pagamento e a cobrança de encargos de compensação diária, cujos valores são determinados nos termos do referido Código de Rede, nos termos do capítulo V. O Código de Rede estabelece ainda um conjunto bastante prescritivo de regras relativas à aplicação das regras de compensação da rede de transporte, as quais são objeto de tratamento regulamentar nos termos do Regulamento de Operação e Infraestruturas (ROI), o qual está igualmente em consulta pública.

Os encargos de neutralidade são uma rúbrica distinta dos encargos de compensação diária, cujos princípios estão consagrados nos artigos 29.º a 31.º do Código de Rede. O mecanismo associado aos encargos de neutralidade visa garantir que o operador da rede de transporte não tem lucro, nem prejuízos no âmbito das suas atividades de compensação diária. Ou seja, este mecanismo permite garantir que das diferenças entre os pagamentos e cobranças decorrentes dos encargos de compensação diária, nos termos do capítulo V, não resultem prejuízos ou benefícios para o ORT[8]. A metodologia de repartição dos encargos de neutralidade, nos termos do Código de Rede, é aprovada pela Entidade Reguladora, no respeito dos princípios do referido Código de Rede.

De acordo com o Código de Rede de Compensação, o operador da rede transmite aos utilizadores das redes:

- Os custos e receitas resultantes de encargos de compensação diária e encargos intradiários, nos termos do capítulo V do Código de Rede de Compensação;

[7] Nos termos previstos pelo artigo 52.º do referido Regulamento, tendo a ERSE informado a Comissão Europeia da decisão de aprovação do pedido de prorrogação (submetido pelo Gestor Técnico Global do SNGN) da aplicação do Regulamento, por 24 meses relativamente à data da sua entrada em vigor.

[8] A título de exemplo, visando o esclarecimento desta questão, apresentamos um exemplo prático deste mecanismo: o agente de mercado A em função das regras de compensação, terá de pagar ao GTG a título de encargo de compensação diária Y. Por sua vez, o agente B deverá receber um pagamento do GTG a título de encargo de compensação diária de Z. O encargo de neutralidade visa garantir que o valor resultante da diferença entre Y e Z não resulte nenhum ganho nem custo para o GTG.

- Os custos e receitas resultantes das ações de compensação realizadas pelo ORT (designadas por compensação operacional) nos termos do capítulo III, salvo se a entidade reguladora nacional concluir que, de acordo com as regras nacionais aplicáveis, essas receitas e custos foram incorridos ineficientemente.
- Quaisquer outros custos e receitas relacionados com as atividades de compensação realizadas pelo operador da rede de transporte, salvo se a entidade reguladora nacional concluir que, de acordo com as regras nacionais aplicáveis, essas receitas e custos foram incorridos ineficientemente.

Nos termos do artigo 30.º do Código de Rede, os encargos de neutralidade pela compensação são pagos ao utilizador da rede em causa ou por este[9] devendo estes serem proporcionais ao grau de utilização do ponto ou pontos de entrada e/ou saída da rede de transporte pelo utilizador da rede.

Face ao exposto, e no que respeita à metodologia dos encargos de neutralidade de compensação, propõe-se que se considerem as seguintes categorias de custos/receitas diretamente associados às atividade de compensação diária realizada pelo ORT, visando a identificação fácil e direta dos encargos que lhe estão associados e que serão o objeto de aplicação das regras da neutralidade. Essas rubricas de custos/receitas são as seguintes:

- As diferenças entre os custos e as receitas do operador da rede de transporte resultantes dos encargos de desequilíbrios diários incorridos por cada agente de mercado;
- As diferenças entre os custos e receitas resultantes das atividades de compra ou venda de gás, realizadas pelo operador da rede, para garantir o balanço físico do sistema,
- As diferenças entre outros custos variáveis diretamente relacionados com a realização de atividades de balanço, tais como:
    - Custos de transporte e de utilização de infraestruturas do gás adquirido com o propósito de realização de ações de balanço.
    - Custo de acesso a plataformas de negociação para compra e venda de gás para a realização de atividades de balanço físico do sistema;
    - Custo das garantias de operações de financiamento para efeitos de realização das ações de balanço.

[9] Nos termos do artigo 3.º do Regulamento de Compensação são aplicáveis as definições do Regulamento CE n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho. Nos termos do Regulamento CE n.º 715/2009, são considerados utilizadores das redes, o cliente ou potencial cliente de um operador da rede de transporte e os operadores das redes de transporte propriamente ditos, na medida em que lhes seja necessário para o desempenho das suas funções em matéria de transporte. Neste contexto, o Código de Rede de Compensação é aplicável na relação entre operadores das redes e agentes de mercado que são os clientes diretos dos operadores da rede de transporte.

No que respeita à forma de repartição dos encargos de neutralidade, os encargos têm de ser proporcionais ao grau de utilização do ponto ou pontos de entrada e/ou saída da rede de transporte pelo utilizador da rede devendo os mesmos ser discriminados na fatura enviada aos utilizadores das redes[10]. O Código de Rede prevê ainda que quando relevante, a metodologia para o cálculo dos encargos de neutralidade pela compensação possa estabelecer regras para a divisão dos diversos elementos desses encargos e posterior distribuição dos correspondentes montantes pelos utilizadores da rede a fim de reduzir os subsídios cruzados[11].

Neste contexto, a ERSE coloca em discussão pública 3 soluções possíveis de repartição dos encargos de neutralidade, que se descrevem de seguida.

Considerando que se trata de um primeiro ano de aplicação deste mecanismo, ao qual ainda estão associados múltiplas incógnitas nomeadamente as relativas à forma de funcionamento do mercado ibério de compra e venda de gás natural, a ERSE propõe que os encargos de neutralidade sejam repartidos, considerando os seguintes critérios:

- Uma parte em função de um preço aplicável aos desequilíbrios dos agentes de mercado, no período de faturação;
- Outra parte em função de um preço de encargos de neutralidade, aprovado pela ERSE a aplicar à energia nomeada por cada agente de mercado nos pontos de entrada da rede de transporte (preço de energia).

A primeira componente deverá resultar de uma proposta do ORT de metodologia para a determinação do preço aplicável aos desequilíbrios dos agentes, a constar do MPGTG, a aprovar pela ERSE. A metodologia de determinação deste preço deverá ter em consideração a mitigação dos aspetos negativos associados a este critério, favorecendo-se a liquidez e entrada de novos comercializadores.

A segunda componente associada ao preço dos encargos de neutralidade, será determinada no âmbito do Regulamento Tarifário, devendo permitir a repercussão aos agentes de mercado dos custos da parte remanescente dos custos/receitas integrados na parcela de UGS III, mas aplicável apenas às entradas do sistema de transporte.

Estes custos/receitas são distintos das parcelas que integram a UGS I, relativas à atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, onde se incluem por exemplo os custos associados aos fornecimentos e serviços externos, gastos com pessoal, *fees* de adesão às plataformas que não digam respeito a esta atividade de compensação que tenham um caráter controlável e não controlável. Assim, os custos/receitas contemplados na parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema são relativos à nova

[10] Artigo 30.º, n.º 3.

[11] Artigo 30.º, n.º 6.

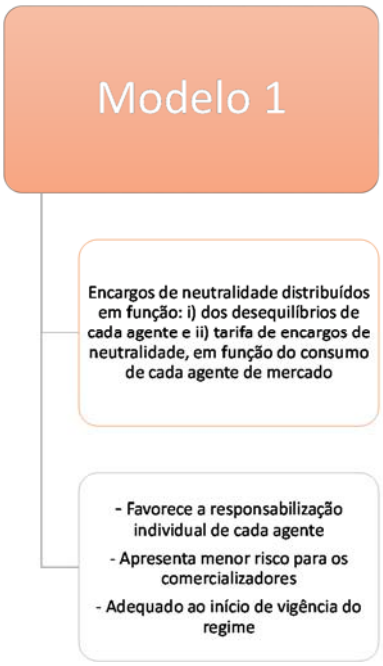
função do Gestor Técnico e Global do Sistema, associados de forma direta às funções de Compensação operacional do sistema no quadro do Regulamento Europeu de Compensação.

A solução que é proposta pela ERSE pretende, por um lado, através da primeira componente, a manutenção de um incentivo aos agentes de mercado no sentido da responsabilização das suas ações no sistema de Compensação e, por outro lado, através da segunda componente a mitigação do risco associado aos maiores desequilíbrios por unidade de energia fornecida observados por agentes de mercado de menor dimensão e à incerteza do preço, protegendo-se os agentes de mercado com menor carteira de clientes e consequentemente reduzindo-se as barreiras à entrada no mercado.

A proposta apresentada pressupõe a criação da designada tarifa de encargos de neutralidade com expressão na componente de UGS III, com aplicação à entrada da rede de transporte, constituindo este aspeto uma novidade face ao regime existente. Considera-se que a aplicação desta tarifa na entrada da rede de transporte, com um preço de energia, favorece a consideração dos custos/receitas associados a este pagamento/recebimento desta tarifa pelos agentes de mercado no âmbito da sua atividade de compra e venda de gás, em detrimento da associação deste custo/receita às tarifas de acesso às redes aplicáveis aos clientes.

Considera-se ainda que esta opção é a que está mais alinhada com o facto do Código de Rede de Compensação ser aplicável na relação entre operadores das redes e agentes de mercado dificultando a repercussão destes custos no âmbito das tarifas de acesso às redes para os clientes finais. Acresce que o Código de Rede de Compensação permite que a metodologia para o cálculo dos encargos de neutralidade estabeleça regras a fim de reduzir os subsídios cruzados. Neste contexto, a Entidade Reguladora deve estabelecer a metodologia que melhor se adeque ao mercado.

Figura 4-1 - Proposta da ERSE para a repartição dos encargos de neutralidade



A proposta apresentada resulta da conjugação das características de outras possíveis soluções para repartição dos encargos (modelos), os quais se descrevem, visando o melhor esclarecimento desta matéria.

Modelo 1 – Corresponde à proposta apresentada supra.

Modelo 2 – Os encargos de neutralidade poderão ser repercutidos em função dos desequilíbrios de cada agente (na totalidade).

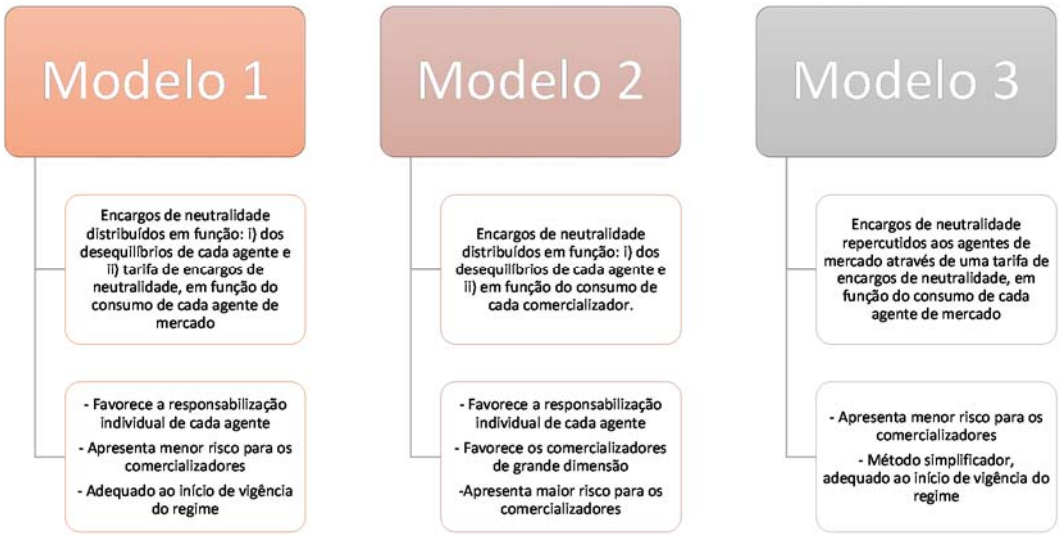
O critério associado aos desequilíbrios de cada agente de mercado, no período de faturação, favorece a responsabilização individual de cada agente e o equilíbrio global do sistema entre a energia injetada e a energia consumida. Em contrapartida, não pode ser ignorado que esta solução favorece os comercializadores de grande dimensão que apresentam tendencialmente menores desequilíbrios por unidade de energia fornecida. Por definição, este modelo apresenta um maior risco para os comercializadores na medida em que o preço só poderá ser conhecido mensalmente, em função das ações que sejam necessárias realizar.

Modelo 3 – Os encargos de neutralidade poderão ser repercutidos aos agentes de mercado através de uma tarifa de encargos de neutralidade, em função do consumo de cada agente de mercado. Esta solução retira risco aos comercializadores uma vez que se fixa ex-ante o preço aplicável. É também uma solução simplificadora, adequada a um início de vigência, que permite conhecer a forma como se

comportarão os agentes de mercado e reagir a esse comportamento numa janela temporal mais alargada (1 ano).

A Figura 4-2 resume os modelos apresentados:

Figura 4-2 - Modelos de repartição dos encargos de neutralidade



Em função da opção a adotar, na sequência da consulta pública, poderá ser necessário a criação de uma tarifa de encargos de neutralidade (modelos 1 e 3), que por razões de transparência justifica a apresentação de uma proposta de redação sobre esta matéria, no âmbito da discussão pública do Regulamento Tarifário.

Na hipótese da solução a adotar não prever a aplicação de uma tarifa de encargos de neutralidade, conforme o descrito supra, o Regulamento Tarifário não apresentará alterações a este respeito. O preço a aplicar aos desequilíbrios de cada agente resultará da metodologia a aprovar pela ERSE, nos termos do MPGTG, considerando os princípios discutidos supra.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

25. A tipificação dos encargos de neutralidade acima apresentada.

26. O modelo 1 para a repartição dos encargos de neutralidade.

Esta proposta tem impacto nos artigos 10.º, 12.º, 46.º-A, 111.º e 111.º-A do Regulamento Tarifário, artigos 141º-A e 141.º-B do Regulamento de Relações Comerciais, e nos artigos 42.º e 43.º do Regulamento de Operação das Infraestruturas.