

**ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS DO SETOR DO GÁS
NATURAL**

Junho 2012

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	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2	PROCEDIMENTO ADOPTADO PELA ERSE PARA A ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS DO SECTOR DO GÁS NATURAL	9
3	ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NA RNTGN.....	11
3.1	Caracterização do investimento na RNTGN.....	11
3.1.1	Organização e enquadramento do investimento	11
3.1.2	Caracterização dos investimentos nos gasodutos existentes	13
3.1.2.1	Caracterização do investimento por tipologia	16
3.1.2.2	Fundamentação dos projetos de investimento	19
3.1.3	Expansão da RNTGN.....	23
3.2	Evolução dos projetos de investimento.....	26
3.2.1	Gasodutos existentes.....	26
3.2.1.1	Projetos de investimento executados	26
3.2.1.2	Projetos de Investimento em curso que transitaram do ano anterior.....	28
3.2.1.3	Projetos de Investimento novos.....	31
3.2.2	Projetos de expansão da RNTGN.....	32
4	ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NO TERMINAL DE GNL DE SINES.....	35
4.1	Projeto de expansão do terminal de GNL de Sines.....	35
4.2	Reforço interno do terminal de GNL de Sines	38
5	ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL DO CARRIÇO	39
5.1	Expansão da capacidade de armazenamento.....	40
5.1.1	Investimento nas instalações de gás, instalações de lixiviação e outros	43
6	ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NA RNDGN.....	45
6.1	Investimentos executados na RNDGN no ano de 2009	46
6.1.1	Execução orçamental.....	46
6.1.2	Análise do investimento executado.....	47
6.2	Análise dos investimentos orçamentados para a RNDGN para o ano de 2012	53
6.3	Síntese dos investimentos apresentados para a RNDGN - Anos de 2010, 2011, 2012 e 2013	55
7	CONCLUSÕES	59
	ANEXO.....	63
I.	Siglas	65

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1-1 – Montantes de investimento e períodos analisados, por infraestrutura do SNGN.....	1
Quadro 2-1 – Conteúdo e abrangência dos Projetos de Investimento e Relatórios de Execução.....	10
Quadro 3-1 – Características da RNTGN	15
Quadro 3-2 – Descrição dos projetos de investimento	21
Quadro 3-3 – Projetos de investimento para expansão da RNTGN.....	24
Quadro 3-4 – Projetos de investimentos nos gasodutos existentes executados.....	27
Quadro 3-5 – Projetos de investimentos com variação das transferências para exploração.....	30
Quadro 3-6 – Novos projetos de investimentos	32
Quadro 3-7 – Comparação dos orçamentos dos projetos de expansão da RNTGN.....	32
Quadro 4-1 – Montantes previstos para o investimento no Terminal de GNL de Sines.....	35
Quadro 4-2 – Projetos de investimento para o reforço interno do Terminal de GNL de Sines	38
Quadro 5-1 – Montantes previstos para o armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço.....	40
Quadro 6-1 – Investimento executado nas redes de distribuição em MP, ano de 2010	48

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Repartição dos investimentos na RNTGN.....	2
Figura 1-2 – Repartição dos investimentos no armazenamento subterrâneo do Carriço, por operador	6
Figura 1-3 – Evolução dos investimentos na RNDGN – ano gás 2008-2009 (executado) e anos civis 2010, 2011 e 2012 (previstos).....	7
Figura 2-1 – Enquadramento temporal dos investimentos em análise.....	9
Figura 3-1 – Repartição dos investimentos para a RNTGN.....	12
Figura 3-2 – Evolução temporal do investimento na RNTGN.....	13
Figura 3-3 – Localização dos gasodutos existentes no território nacional	14
Figura 3-4 – Repartição dos investimentos nos gasodutos existentes.....	15
Figura 3-5 – Evolução dos investimentos nos gasodutos existentes, por tipologia (I)	17
Figura 3-6 – Evolução dos investimentos nos gasodutos existentes, por tipologia (II)	18
Figura 3-7 – Caracterização dos investimentos de acordo com a fundamentação	20
Figura 3-8 – Distribuição geográfica dos projetos de investimento	22
Figura 3-9 – Distribuição geográfica dos projetos de investimento relativos à expansão da RNTGN	25
Figura 3-10 – Variação dos montantes dos projetos de investimento concluídos em 2010 face às estimativas efetuadas nesse ano	28
Figura 3-11 – Variação dos montantes dos projetos de investimento de 2010 face a 2009	29
Figura 4-1 – Evolução do investimento na expansão do terminal de GNL de Sines.....	36
Figura 5-1 – Repartição do investimento na expansão da capacidade de armazenamento.....	40
Figura 5-2 - Repartição do investimento na expansão da capacidade de armazenamento.....	41
Figura 5-3 – Evolução do investimento nas instalações de gás, instalações de lixiviação e outros	44
Figura 6-1 – Áreas de influência dos operadores de distribuição em Portugal continental.....	45
Figura 6-2 – Investimento realizado na RNDGN e execução orçamental do ano de 2010	46
Figura 6-3 – Caracterização dos investimentos executados na RNDGN, ano gás 2010	47
Figura 6-4 - Caracterização do investimento executado em redes de distribuição em BP, para o ano de 2010.....	49
Figura 6-5 – Caracterização do investimento executado em ramais, para o ano de 2010	50
Figura 6-6 – Caracterização do investimento executado em Conversões/Reconversões, no ano de 2010.....	51
Figura 6-7 – Caracterização do investimento executado na expansão da RNDGN, para o ano de 2010, por operador de rede.....	53
Figura 6-8 – Caracterização do investimento na expansão da RNDGN, para o ano de 2012, por operador	54
Figura 6-9 – Caracterização do investimento em redes de distribuição em BP, para o ano de 2012...55	55
Figura 6-10 – Caracterização do investimento em Conversões/Reconversões, para o ano de 2012.....	55
Figura 6-11 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição, para os anos de 2010, 2011, 2012 e 2013.....	56

Figura 6-12 – Evolução do valor global dos investimentos na RNDGN, para os anos de 2010, 2011, 2012 e 2013.....	57
Figura 6-13 – Repartição dos investimentos previstos para a RNDGN, para os anos de 2010, 2011, 2012 e 2013, por operador de rede de distribuição	57

1 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento resume a análise dos investimentos apresentados à ERSE pelos operadores das infraestruturas, no âmbito da determinação das tarifas e preços a aplicar no ano gás 2012-2013. A análise é precedida de uma caracterização dos projetos de investimento, tendo como finalidade identificar e fundamentar as razões que determinaram a sua necessidade. São também apresentados os resultados de uma análise comparativa face aos valores considerados no ano passado, e submetidos pelos operadores no final de 2010, para a determinação das tarifas e preços aplicados no ano gás 2011-2012. Como corolário são apresentadas as conclusões da análise dos investimentos, bem como as medidas adotadas pela ERSE na aceitação de custos para a determinação das tarifas do ano gás 2012-2013.

O Quadro 1-1 apresenta uma síntese do investimento para o período temporal em análise, para cada infraestrutura do SNGN.

Quadro 1-1 – Montantes de investimento e períodos analisados, por infraestrutura do SNGN

Infraestrutura do SNGN	Período analisado	Classificação do investimento	Montante de Investimento [10 ⁶ EUR]
RNTGN	Até 31 de dezembro 2010	Executado	102,2
	2011	Estimado	13,8
	2012	Previsto (c/ orçamento)	21,6
	2013	Previsto	27,8
	TOTAL		
Terminal de GNL de Sines	Até 31 de dezembro 2010	Executado	116,4
	2011	Estimado	19,6
	2012	Previsto (c/ orçamento)	27,7
	2013	Previsto	0,6
	TOTAL		
Armazenamento subterrâneo	Até 31 de dezembro 2010	Executado	52,1
	2011	Estimado	14,6
	2012	Previsto (c/ orçamento)	16,6
	2013	Previsto	26,8
	TOTAL		
RNDGN	2010	Executado	89,5
	2011	Estimado	79,1
	2012	Previsto (c/ orçamento)	72,6
	2013	Previsto	77,8
	TOTAL		
TOTAL (RPGN)			758,8

Fonte: Grupo REN, Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

CARACTERIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL (RNTIAT)

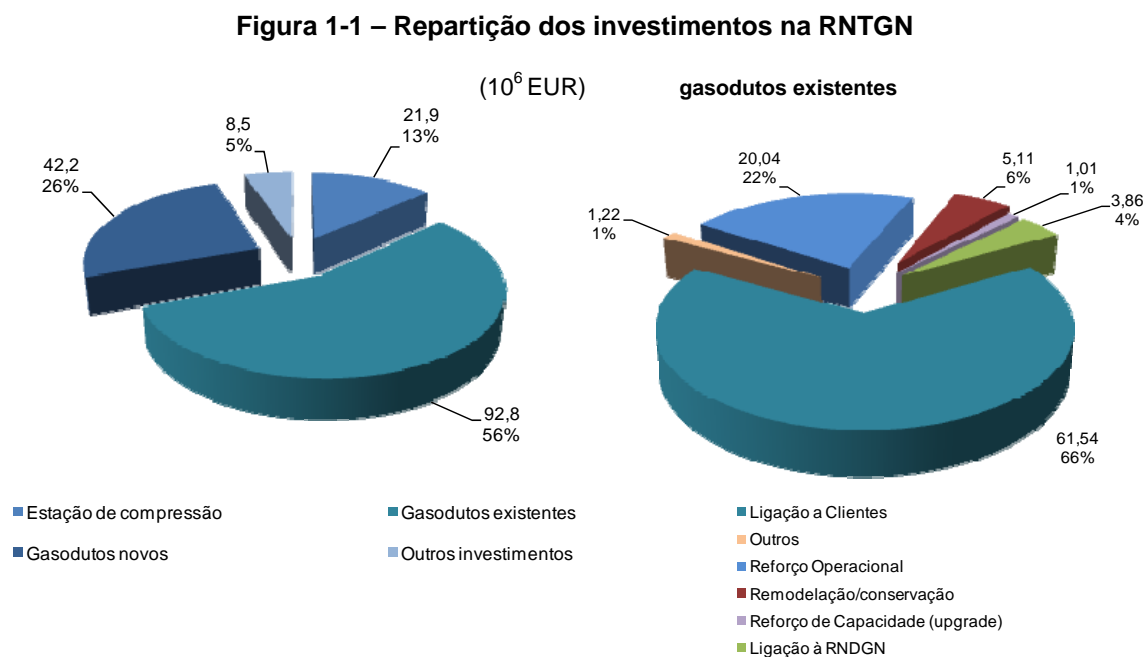
O período considerado para a análise dos investimentos na RNTIAT engloba os anos de 2012 e 2013, inclui os investimentos estimados para o ano de 2011 e os realizados até 31 de dezembro de 2010, abrangendo, ainda, os investimentos realizados em data anterior que não tenham sido transferidos para exploração até ao final do ano 2009.

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O investimento na RNTGN é enquadrado nas seguintes grandes rubricas:

- Intervenções nos gasodutos existentes (lotes 1 a 7).
- Projetos de expansão da RNTGN, nos quais se incluem duas novas estações de compressão e quatro novos gasodutos, ainda que para o período em análise os montantes apresentados estejam associados apenas à estação de compressão do Carregado e ao gasoduto Mangualde a Guarda (Lote 8).
- “Outros investimentos”, com um carácter transversal à operação de toda a infraestrutura.

A Figura 1-1 apresenta a repartição dos montantes de investimento nas grandes rubricas referidas para a RNTGN, incluindo a desagregação dos investimentos nos gasodutos existentes.



Fonte: REN Gasodutos

O investimento na RNTGN compreende 92,8 milhões de euros destinados a intervenções nos gasodutos existentes¹, destacando-se os seguintes aspetos:

- As ligações a clientes abastecidos em AP, que correspondem a sete ramais industriais² destinados ao fornecimento de gás natural a um conjunto importante de unidades fabris e centros electroprodutores³.
- O reforço operacional da RNTGN, o qual incide na otimização do desempenho da infraestrutura e no incremento da segurança de fornecimento.
- As ligações à RNDGN, que englobam os projetos de construção de novas estações de regulação e medida (GRMS), tendo em vista o abastecimento de gás natural a novos pólos de distribuição⁴.
- O reforço de capacidade (*upgrade*), que comporta a adequação das GRMS para satisfação da procura de gás natural nas redes de distribuição a jusante.
- Os investimentos na remodelação e conservação da RNTGN.

As estações de compressão e os gasodutos novos⁵ representam o grande esforço de expansão da RNTGN para os próximos anos, estando as suas entradas em exploração previstas para o final dos anos 2013 (Lote 8 e estação de compressão do Carregado) e 2018 (lotes 9, 10 e 11 e estação de compressão para a nova interligação). Estes investimentos traduzem alguns dos grandes objetivos perspetivados pelo operador da RNTGN, nomeadamente a resposta ao aumento da procura de gás natural nos períodos de ponta, a materialização de um suporte físico eficiente tendo em vista o MIBGÁS, o incremento da flexibilidade de operação da RNTGN e a melhoria da segurança de abastecimento.

Da comparação entre os investimentos apresentados pela REN Gasodutos, para aprovação pela ERSE, para efeitos de reconhecimento na base de ativos e cálculo das tarifas do ano gás 2012-2013, e os valores considerados no ano passado, para a determinação das tarifas e preços aplicados no ano gás em curso, constata-se o seguinte:

- No investimento previsto para os gasodutos existentes observou-se uma diminuição de aproximadamente 19,57 milhões de euros, motivado pelas seguintes razões:

¹ Lote 1: Setúbal a Leiria; Lote 2: Leiria a Braga; Lote 3: Campo Maior a Leiria; Lote 4: Braga a Tuy; Lote 5: Portalegre a Guarda; Lote 6: Coimbra a Viseu e Lote 7: Setúbal a Sines.

² Ramais industriais em AP do Barreiro, Leça, Lares, Pêgo, Sines, Chaparral e Mitrena.

³ Portucel Setúbal; Refinarias de Sines e Matosinhos; Repsol Polímeros de Sines; PE Evonik em Sines; Cogeração da EDP-Fisipe no Barreiro; Centros electroprodutores de Lares (EDP), Lavos (Iberdrola), Pego (Tejo Energia/Endesa) e Sines (Galp Energia).

⁴ Vila Nova de Cerveira (Portgás); Soure e Lares II (Lusitâniagás).

⁵ Lote 8: Guarda a Mangualde (fecho da malha entre os Lote 5 – Portalegre-Guarda e Lote 6 – Coimbra-Viseu); Lote 9: Mangualde à fronteira com Espanha (nova interligação a Espanha); Lote 10: Carriço a Cantanhede e Lote 11: duplicação do Lote 6 entre Cantanhede e Viseu.

- Transferência para exploração, durante o ano de 2009, de um conjunto de 17 projetos de investimento, num total de 9,23 milhões de euros, que deixaram de integrar o investimento em análise este ano.
- Adiamento da entrada em exploração de um conjunto de 15 projetos de investimento, representando um total de 1,62 milhões de euros, para datas após o período em análise tendo, conseqüentemente, os respetivos montantes deixado de figurar o investimento apresentado este ano pela REN Gasodutos.
- Apresentação de um conjunto de novos projetos de investimento, representando um montante de 1,64 milhões de euros.
- Diminuição do custo real dos 33 projetos finalizados em 2010, em 1,63 milhões de euros, face aos montantes apresentados no final do ano 2010 para determinação das tarifas do ano gás 2011-2012.
- Diminuição de 8,73 milhões de euros nos orçamentos dos 55 projetos de investimento em curso, apresentados em 2011 e 2010 para a determinação das tarifas dos anos gás 2012-2013 e 2011-2012, respetivamente.
- Para o investimento nos projetos de expansão da RNTGN, i.e., para a estação de compressão e gasodutos novos, observou-se um acréscimo de 15,2 milhões de euros, motivada pelas seguintes razões:
 - Adiamento da entrada em exploração dos lotes 9, 10 e 11 e da estação de compressão para a nova interligação, do final dos anos 2015 e 2016 para dezembro de 2018. Este facto motivou a que os montantes associados a estes projetos deixassem de figurar nos orçamentos apresentados pela REN Gasodutos para a determinação das tarifas para o ano gás 2012-2013.
 - Por outro lado, os projetos da estação de compressão do Carregado e do Lote 8, com entrada em exploração prevista para dezembro de 2013, são concluídos no período em análise, i.e., os valores apresentados aproximam-se dos custos totais desses projetos. Assim, a razão principal para a diferença verificada prende-se com o facto de, presentemente, os montantes representarem os custos totais dos projetos, ou próximos destes, enquanto na análise do ano passado os montantes apresentados serem referentes a custos parciais dos projetos.

TERMINAL DE GNL DE SINES

Os investimentos analisados incluem a expansão do terminal de GNL de Sines e um conjunto de projetos de menor dimensão, os quais visam o reforço interno da infraestrutura.

O projeto de expansão representa 99,5% do montante total a investir no terminal de GNL de Sines, sendo o projeto de investimento mais volumoso de todos os perspectivados para a RPGN. Este projeto está associado à resposta ao aumento da procura de gás natural nos períodos de ponta, à criação de condições para a importação de gás natural por parte de novos entrantes, à flexibilização operacional do SNGN, à diversificação de fontes de aprovisionamento e à melhoria da segurança de abastecimento a nível nacional e ibérico.

O projeto de expansão do terminal de GNL de Sines inclui a construção de um novo tanque de armazenamento⁶, o reforço da capacidade de regaseificação⁷, uma nova baía de enchimento de camiões cisterna, reforço do *jetty* para a acostagem de navios de maior dimensão e a redundância dos sistemas de captação de água de mar. O investimento previsto para este projeto é de 163,3 milhões de euros, 16,1 milhões de euros abaixo do apresentado no ano passado, mantendo-se a entrada em exploração prevista para final do primeiro semestre deste ano.

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

O armazenamento subterrâneo do Carriço é uma infraestrutura composta por cinco cavidades de armazenamento de gás natural numa formação salina natural, afetas às concessões da REN Armazenagem e Transgás Armazenagem, e uma instalação de superfície comum a todo o complexo, detida e explorada pela REN Armazenagem.

A REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem apresentaram um investimento de 101,3 milhões de euros (corresponde a 92,0% do montante total previsto para a infraestrutura) relativo à construção de nove cavidades de armazenamento⁸ de gás natural, designadamente:

- A conclusão e a entrada em exploração da cavidade RENC-4, que ocorreu no início de 2010, e a construção das cavidades RENC-3, RENC-5, RENC-6, RENC-8, RENC-10 com entradas em exploração previstas para dezembro 2012 (2), dezembro de 2014, março de 2017 e outubro de 2017, respetivamente.
- A construção das cavidades TGC-2, TGC-G1 e TGC-G2, prevendo-se a conclusão e a entrada em exploração da TGC-2 para este ano.

Os investimentos da REN Armazenagem contemplam ainda 8,8 milhões de euros para o reforço interno das instalações de superfície e estação de lixiviação.

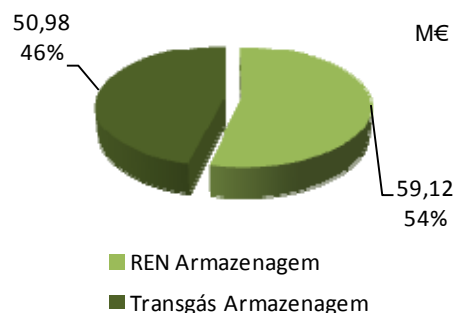
⁶ 150 000 m³ de GNL

⁷ 1,35 M m³(n)/h

⁸ Os projetos de construção de cavidades de armazenamento subterrâneo de gás natural são codificados por RENC-xx ou TGC-xx, caso o operador detentor do ativo seja a REN Armazenagem ou a Transgás Armazenagem, respetivamente.

A Figura 1-2 apresenta a repartição dos investimentos no armazenamento subterrâneo do Carriço, discriminando os montantes associados à REN Armazenagem e à Transgás Armazenagem.

Figura 1-2 – Repartição dos investimentos no armazenamento subterrâneo do Carriço, por operador



Fonte: REN Armazenagem e Transgás Armazenagem

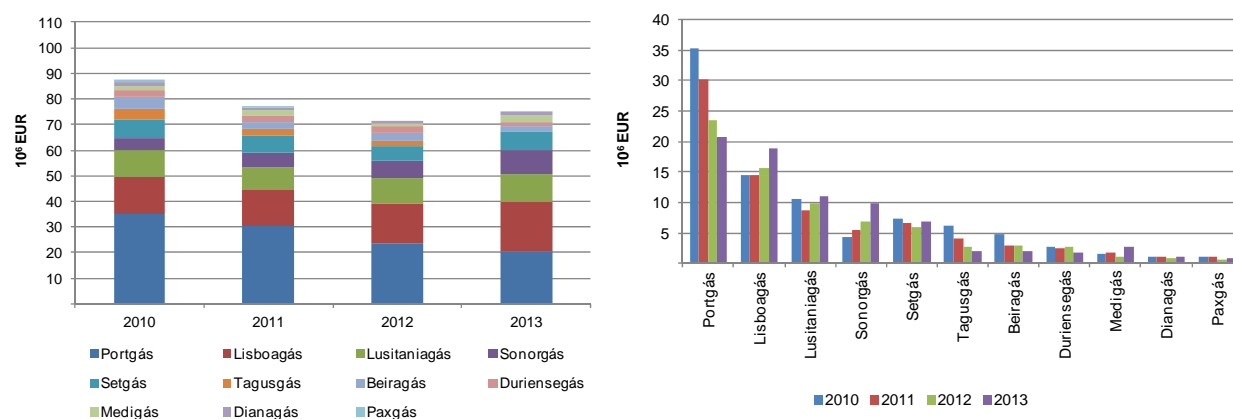
O investimento no armazenamento subterrâneo do Carriço tem como objetivos a garantia da segurança de abastecimento, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 77/2011 de 20 de junho, e a criação de capacidade de armazenamento disponível para a atividade comercial dos agentes de mercado.⁹

CARACTERIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS NA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL (RNDGN)

A Figura 1-3 apresenta a evolução dos investimentos na RNDGN para o período em análise, discriminada por operador.

⁹ O artigo 50.º, do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, estabelece a obrigação de constituição e manutenção de reservas de segurança, por parte dos agentes de mercado, de quantidades de gás natural não inferiores a 15 dias dos consumos não interruptíveis dos produtores de eletricidade em regime ordinário e 20 dias dos restantes consumos não interruptíveis.

Figura 1-3 – Evolução dos investimentos na RNDGN – ano gás 2008-2009 (executado) e anos civis 2010, 2011 e 2012 (previstos)



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

A Figura 1-3 permite identificar para o período em análise uma tendência para abrandamento e alguma estagnação dos investimentos. Esta tendência é verificada para a maioria dos operadores, o que denota a maturidade da atividade de distribuição de gás natural, na qual a evolução da cobertura das concessões/licenças vai diminuindo progressivamente.

Outro aspeto a destacar prende-se com o peso relativo da Lisboagás e da Portgás que, em agregado, representam 54% dos montantes totais previstos e executados por todos os operadores de distribuição. Com efeito, as posições relativas dos operadores de distribuição, em termos de investimento, refletem o potencial das respetivas concessões/licenças. A Sonorgás apresenta-se numa situação singular, representando 8% de todo o investimento apresentado para a RNDGN, refletindo a estratégia de expansão das atuais licenças e o intuito de desenvolver novos pólos de distribuição.

CONCLUSÕES

Como principais conclusões da análise dos investimentos para a RPGN são identificados os seguintes aspetos:

- Ao contrário do sucedido com a proposta de PDIR submetida pelo grupo REN em 2008, nota-se presentemente uma maior coerência e coordenação entre os investimentos apresentados este ano para a determinação de tarifas e a versão do PDIRGN de 2011 proposto também pela REN.
- Verificou-se uma dilação temporal relativamente aos investimentos previstos pelo operador da rede de transporte de forma coerente com o adiamento de outros projetos importantes do lado da procura. Com efeito, dado o contexto atual da economia portuguesa, a ERSE toma nota com agrado a prudência da REN Gasodutos ao rever o escalamento temporal dos investimentos,

ajustando a oferta de capacidade de entrada no SNGN ao adiamento da entrada em serviço das novas centrais de ciclo combinado.

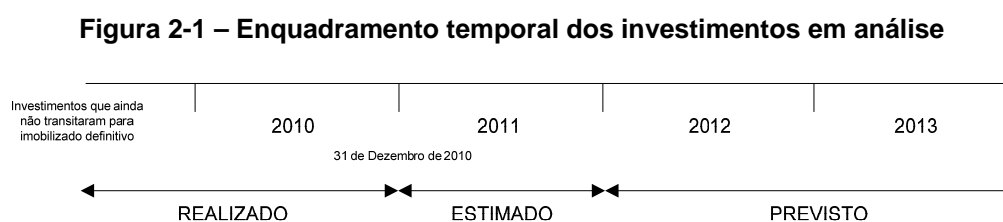
- Para o projeto de expansão do terminal de GNL de Sines se excetuarmos a primeira estimativa da REN Atlântico, apresentada na proposta de PDIR de 2008, com um montante de 100 milhões de euros, é de assinalar o facto de não se terem registado variações nos montantes estimados ao longo dos três anos em que o projeto tem vindo ser concretizado. Tendo em conta a análise realizada poder-se-á antever um custo final do projeto do terminal de GNL de Sines um pouco abaixo dos montantes previstos em Espanha para obras similares.
- No que respeita ao armazenamento subterrâneo do Carriço continua a notar-se um desajustamento do investimento, por excesso, para as necessidades do SNGN previsíveis nesta data.
- Deverão ser consideradas as alterações regulamentares do RRC, aprovadas em 2010, em especial no que respeita ao estabelecimento de ligações de clientes à rede de transporte, bem como à aceitação de custos inerentes à participação dos operadores nas conversões/reconversões de instalações de utilização dos clientes ligados às redes de distribuição. Os detalhes inerentes à concretização das referidas matérias integram a próxima revisão da regulamentação complementar relativa às ligações, que será oportunamente colocada em consulta.
- A expansão das redes de distribuição deverá merecer um suporte técnico-económico mais adequado. Com efeito, continua a não ser conhecido o referencial adotado pelos operadores de distribuição no que respeita a forma como é concretizada a expansão das suas redes, sendo de assinalar a necessidade de implementar o que se encontra estabelecido quanto aos planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição previstos no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na nova redação que lhe é dada pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho.

2 PROCEDIMENTO ADOPTADO PELA ERSE PARA A ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS DO SECTOR DO GÁS NATURAL

De acordo com o Regulamento Tarifário e o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), a ERSE desenvolve anualmente o processo de cálculo dos proveitos dos operadores das infraestruturas do SNGN e das respetivas tarifas de uso, que é baseado nos relatórios de execução dos orçamentos do ano anterior e nas projeções de investimento para três anos, apresentados pelos operadores das infraestruturas do SNGN.

Os operadores intervenientes no SNGN apresentaram os projetos de investimento previstos para as suas infraestruturas, detalhando os ativos em que preveem investir, para os anos de 2012 e 2013, os investimentos estimados para o ano de 2011 e os realizados até 31 de dezembro de 2010, cuja entrada em exploração não tenha ocorrido até ao final de 2009.

A Figura 2-1 apresenta, sequencialmente, o enquadramento dos investimentos apresentados pelos operadores intervenientes no SNGN para a determinação das tarifas a aplicar no ano gás 2012-2013.



O Quadro 2-1 situa os relatórios de execução e os projetos de investimento tendo em consideração o processo de determinação das tarifas de gás natural para o ano gás 2012-2013.

Quadro 2-1 – Conteúdo e abrangência dos Projetos de Investimento e Relatórios de Execução

	2010	2011	2012	2013
Relatório de execução	Abrangência	Apresentação <i>30 de outubro</i>		
	Conteúdo mínimo <ul style="list-style-type: none"> • Caracterização física das obras. • Data de entrada em exploração. • Valores de investimento, desagregados por ano gás e pelos vários tipos de equipamento de cada obra. 			
Projetos de investimento		Apresentação <i>15 de dezembro</i>	Abrangência	
			Conteúdo mínimo <ul style="list-style-type: none"> • Caracterização física das obras. • Data de entrada em exploração. • Valores de investimento, desagregados por ano gás e pelos vários tipos de equipamento de cada obra. 	Conteúdo Alternativas de desenvolvimento das infraestruturas com identificação de: <ul style="list-style-type: none"> • Obras a executar e respetiva justificação. • Prazo de execução. • Valor orçamentado. • Repartição dos encargos, para projetos que envolvam outras entidades.
Tarifas			Proposta <i>15 de abril</i> Publicação <i>15 de junho</i>	Abrangência <i>Ano gás 2012-2013</i>

A análise dos investimentos previstos e executados para as infraestruturas do SNGN teve como suporte a seguinte documentação:

- Projetos de investimento e relatórios de execução, enviados no âmbito dos processos de determinação das tarifas a aplicar no ano gás 2012-2013 e aplicadas em 2011-2012.
- Proposta de PDIR para o horizonte temporal de 2008-2011, submetido pela REN Gasodutos em 2008 nos termos do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º140/2006 de 26 de julho.
- Proposta de PDIR para o horizonte temporal do 2.º semestre de 2011 até ao 1.º semestre de 2014, submetido pela REN Gasodutos em 2011, nos termos do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na nova redação que lhe é dada pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho.
- Relatórios de Análise dos Investimentos do Sector do Gás Natural, publicados nos meses de junho de 2011, 2010 e 2009.

Para além deste capítulo introdutório, a análise e caracterização dos investimentos, realizados e previstos, para cada uma das infraestruturas do SNGN, são apresentadas nos capítulos 2, 3, 4 e 5.

As conclusões da análise de investimentos na RPGN são apresentadas no Capítulo 6.

3 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NA RNTGN

No presente capítulo é realizada a análise dos investimentos na RNTGN, tendo por base a informação enviada pela REN Gasodutos relativa aos investimentos previstos para os anos de 2012 e 2013. São ainda analisados os investimentos estimados para o ano de 2011, bem como os investimentos realizados até 31 de dezembro de 2010 relativos a projetos que não tenham entrado em exploração até final desse ano.

A análise dos investimentos na RNTGN é precedida de uma caracterização, tendo como finalidade identificar e fundamentar as razões que determinaram a sua necessidade.

Neste capítulo são também apresentados os resultados da comparação entre o investimento apresentado pela REN Gasodutos este ano, para efeitos da determinação das tarifas para o ano gás 2012-2013, e o homólogo do ano passado para as tarifas em vigor no presente ano gás (2011-2012).

3.1 CARACTERIZAÇÃO DO INVESTIMENTO NA RNTGN

3.1.1 ORGANIZAÇÃO E ENQUADRAMENTO DO INVESTIMENTO

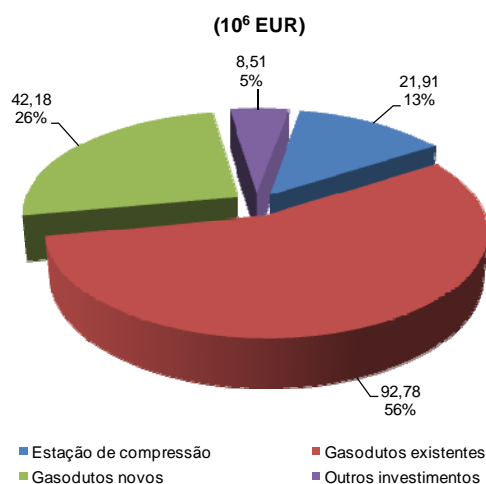
A REN Gasodutos apresenta o investimento na RNTGN organizado por projetos, que correspondem a intervenções específicas, os quais são englobados nas seguintes grandes rubricas:

- Intervenções nos gasodutos existentes.
- Projetos de expansão da rede de transporte atual, nos quais se inclui a integração de uma estação de compressão e a construção de um novo gasoduto.
- “Outros investimentos”¹⁰, com um carácter transversal à operação de toda a infraestrutura.

O valor global do investimento previsto para a RNTGN é de 165,4 milhões de euros, apresentando-se na Figura 3-1 a sua repartição pelas grandes rubricas.

¹⁰ A rubrica “outros investimentos” inclui o SCADA, equipamentos de armazém, telecomunicações e sistemas informáticos.

Figura 3-1 – Repartição dos investimentos para a RNTGN



Fonte: REN Gasodutos

Os investimentos nos gasodutos existentes, à semelhança do verificado nas análises dos últimos três anos, representam a maior parcela do investimento previsto para a RNTGN. Estes investimentos estão relacionados com a ligação de novos grandes consumidores abastecidos em Alta Pressão (AP), com o reforço de capacidade e construção de novos pontos de entrega de gás natural às redes de distribuição, com intervenções para a melhoria das condições operacionais, com a conservação da infraestrutura e com o registo de servidões.

A estação de compressão é outro grande investimento, já previsto na proposta de PDIR de 2008, sendo complementar ao reforço de capacidade do terminal de GNL de Sines, cuja entrada em exploração se prevê para o segundo semestre de 2012. Este investimento permite reforçar a capacidade de veiculação da RNTGN dando cobertura ao aumento expectável da procura de gás natural, em especial nos períodos de ponta, associado à entrada em funcionamento de novos centros electroprodutores¹¹ de ciclo combinado.

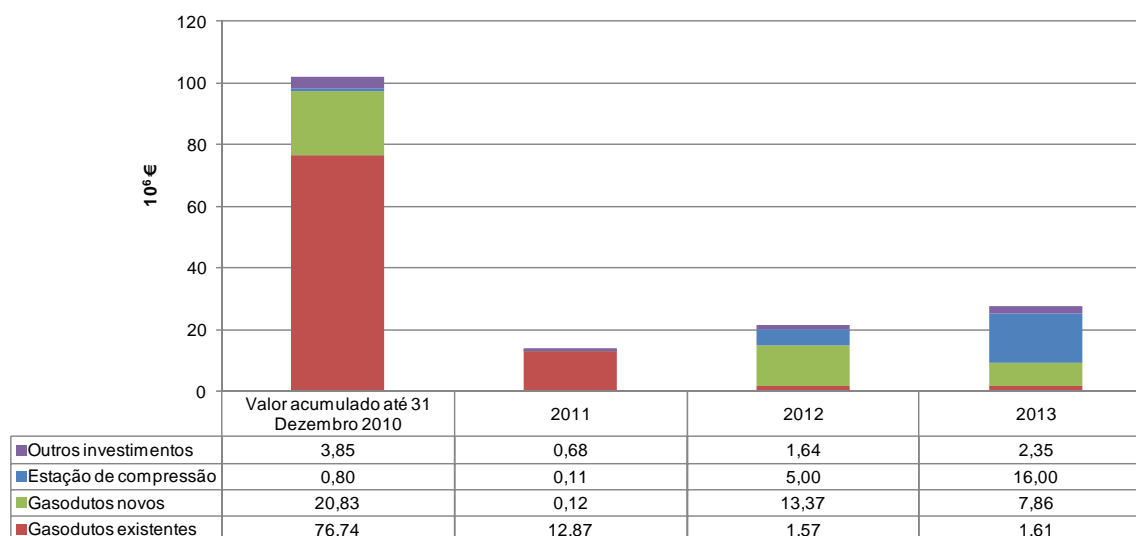
Relativamente aos gasodutos novos, está previsto um gasoduto que irá fechar em anel os gasodutos existentes, entre a Guarda e Mangualde (lotes 5 e 6), tendo em vista uma maior flexibilidade da operação da RNTGN e o reforço da segurança de fornecimento no SNGN.

Para além dos investimentos de expansão da RNTGN apresentados, a REN prevê uma outra estação de compressão e três novos gasodutos que serão apresentados e analisados em detalhe no ponto 3.1.3 do presente relatório.

A Figura 3-2 apresenta a evolução temporal do investimento na RNTGN, para o período em análise.

¹¹ Centrais electroprodutoras de Lavos e Lares, na Figueira da Foz, Pêgo e Sines.

Figura 3-2 – Evolução temporal do investimento na RNTGN



Fonte: REN Gasodutos

A análise da figura anterior permite constatar a tendência já verificada nos últimos (três) anos, publicados aquando da divulgação das tarifas dos anos gás 2009-2010, 2010-2011 e 2011-2012.

Assim, verifica-se que os investimentos nos gasodutos existentes estão concentrados no período até ao final do ano 2010, representando 82,7% do investimento do período em análise nesta rubrica específica, ascendendo a 96,6% caso se incluam os investimentos estimados para o ano 2011. Estes dados estão em linha com o observado nos anos anteriores, em que o investimento da REN Gasodutos esteve mais associado a intervenções sobre a rede existente.

O projeto da estação de compressão, iniciado em 2008, tem a sua entrada em exploração prevista para Dezembro de 2013. Assim, os 21,9 milhões de euros apresentados correspondem a um valor aproximado do custo total do projeto.

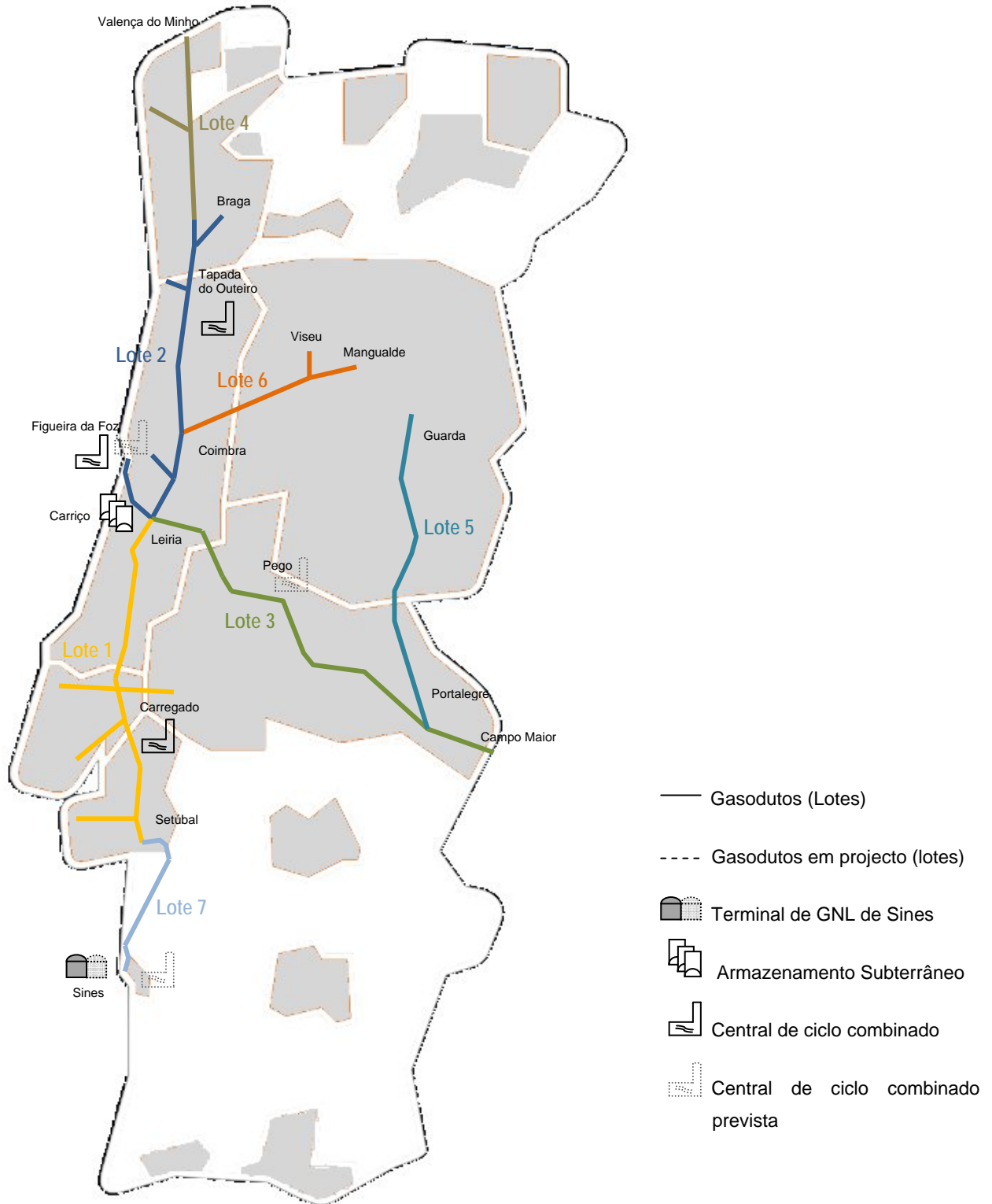
Relativamente ao novo gasoduto (lote 8), que fecha em anel os lotes 5 e 6, é apresentado um montante global de 42,2 milhões de euros que, atendendo à entrada em exploração prevista (dezembro de 2013), corresponderá aproximadamente ao custo total da obra.

A análise da Figura 3.2 permite concluir que os investimentos previstos pela REN Gasodutos, para os anos 2012 e 2013 estão, maioritariamente, associados ao Lote 8 (entre Mangualde e a Guarda) e à estação de compressão de Aveiras.

3.1.2 CARACTERIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS NOS GASODUTOS EXISTENTES

A RNTGN encontra-se dividida em sete gasodutos, cuja localização se apresenta na Figura 3-3, tendo as características indicadas no Quadro 3-1.

Figura 3-3 – Localização dos gasodutos existentes no território nacional



Fonte: REN Gasodutos

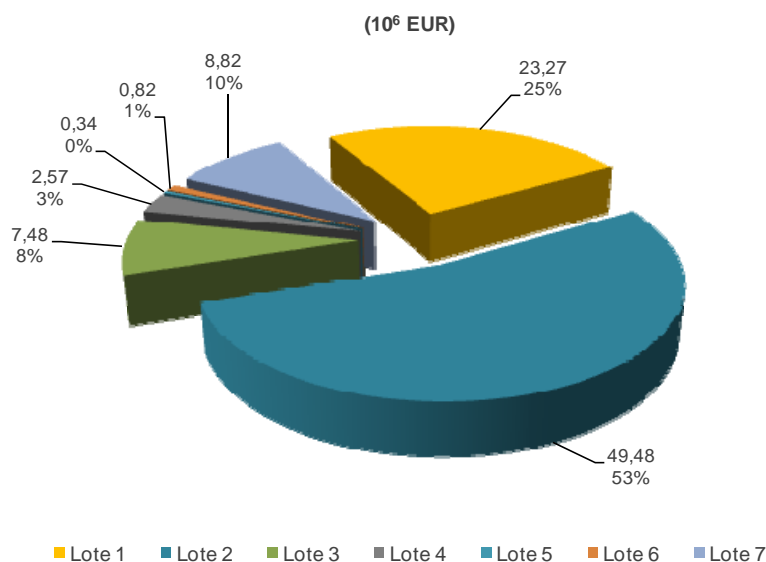
Quadro 3-1 – Características da RNTGN

Gasodutos	Troço	Extensão do troço central [km]	Entrada em exploração
Lote 1	Setúbal a Leiria	193	fevereiro de 1997
Lote 2	Leiria a Braga	352	fevereiro de 1997
Lote 3	Campo Maior a Leiria	221	fevereiro de 1997
Lote 4	Braga a Tuy	73	dezembro de 1997
Lote 5	Portalegre a Guarda	191	outubro de 1999
Lote 6	Coimbra a Viseu	76	setembro de 1999
Lote 7	Setúbal a Sines	88	novembro de 2003

Fonte: REN Gasodutos

A Figura 3-4 apresenta a repartição do investimento nos gasodutos existentes.

Figura 3-4 – Repartição dos investimentos nos gasodutos existentes



Fonte: REN Gasodutos

A análise das figuras anteriores permite constatar que os montantes de investimento apresentados para cada um dos gasodutos existentes estão relacionados com os seguintes aspetos:

- O potencial das respetivas áreas de influência dos gasodutos, o qual se reflete em novas ligações a grandes clientes (abastecidos em AP), reforço de capacidade nas GRMS e integração de novas ligações às redes de distribuição.
- A dimensão dos gasodutos.
- A antiguidade dos gasodutos, à qual estão associados os montantes para melhoria das condições operacionais e para remodelação/conservação da infraestrutura.

Para os lotes 1 e 2 é apresentado um investimento de aproximadamente 72,8 milhões de euros, representando 78% do total apresentado para a rede existente, no período em análise. Estes gasodutos

abastecem a faixa litoral de Portugal, desde Setúbal até Braga, concentrando um grande volume de investimento, sendo, simultaneamente, os troços de rede mais antigos da RNTGN tendo entrado em serviço no início de 1997.

O investimento nos lotes 3 e 4 representa 11% do investimento total na rede existente. A diferença de montantes face aos lotes 1 e 2 resulta da menor concentração de intervenções a realizar no Lote 3 (entre Campo Maior e Leiria) bem como da menor extensão do Lote 4 (entre Braga e Tuy).

Os lotes 5 e 6 são gasodutos que abastecem zonas interiores de Portugal, tendo entrado em exploração no final de 1999, e para os quais não se prevê um grande investimento. Este facto reflete o menor potencial de crescimento da procura de gás natural nas respetivas áreas de influência quando comparado com o dos lotes 1, 2, 3 e 4.

O Lote 7 é o gasoduto mais recente da RNTGN, tendo entrado em exploração em novembro de 2003, abastecendo os complexos industriais de Sines e sul da península de Setúbal. Este gasoduto representa 10% do investimento total na rede existente, refletindo um potencial apreciável para a fixação de novos grandes consumidores abastecidos em AP.

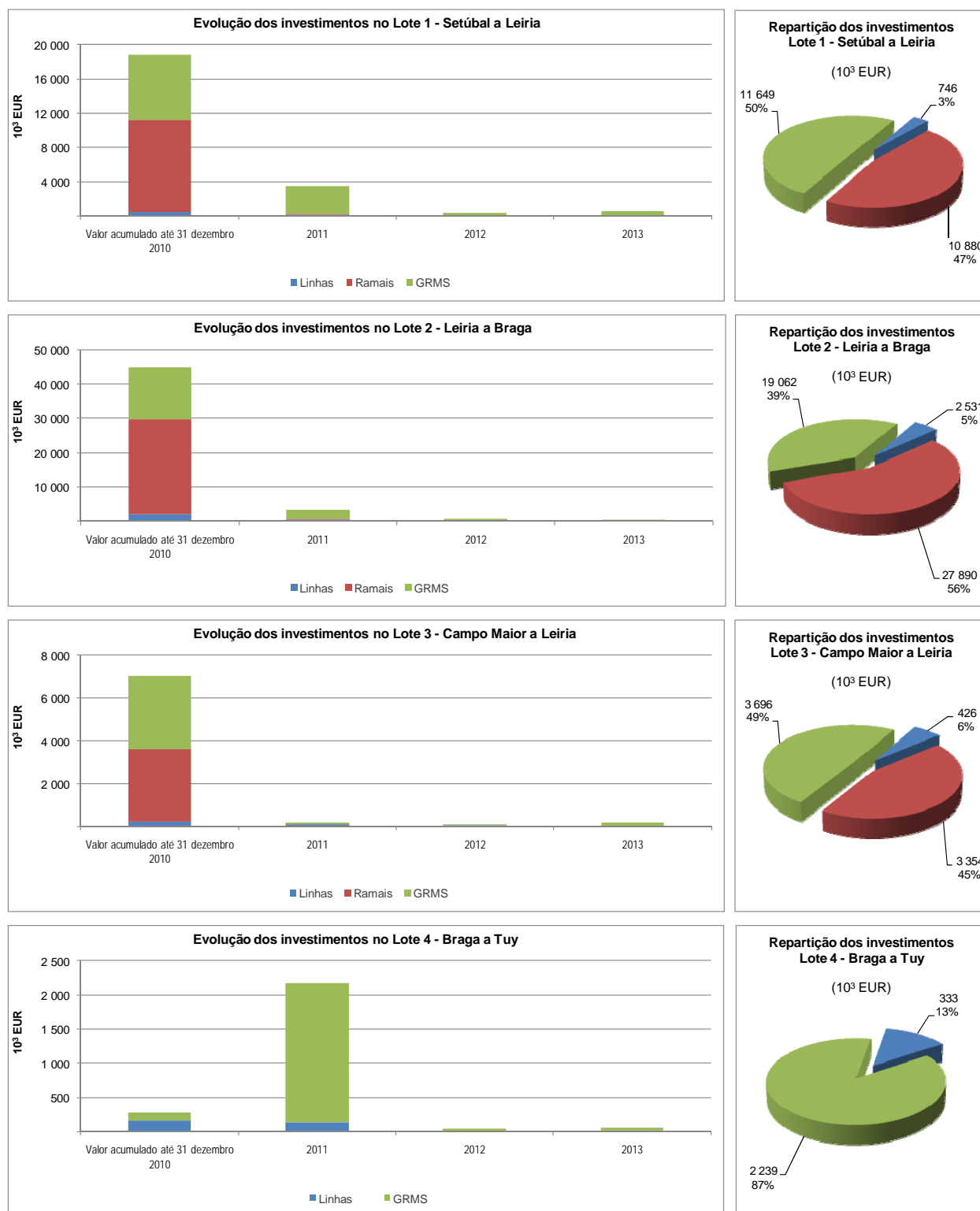
3.1.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO INVESTIMENTO POR TIPOLOGIA

O investimento em cada um dos gasodutos existentes é desagregado consoante o tipo de intervenção, designadamente:

- Projetos de investimento que incidem nos troços centrais da RNTGN, designados pela REN Gasodutos como investimentos nas “linhas”.
- Construção de ramais ou troços periféricos da RNTGN, destinados à entrega de gás natural a clientes ligados em AP.
- As Estações de Regulação e Medida (GRMS) incluem as intervenções nas estações existentes e a construção de estações novas para ligação de clientes abastecidos em AP e entrega de gás natural às redes de distribuição.

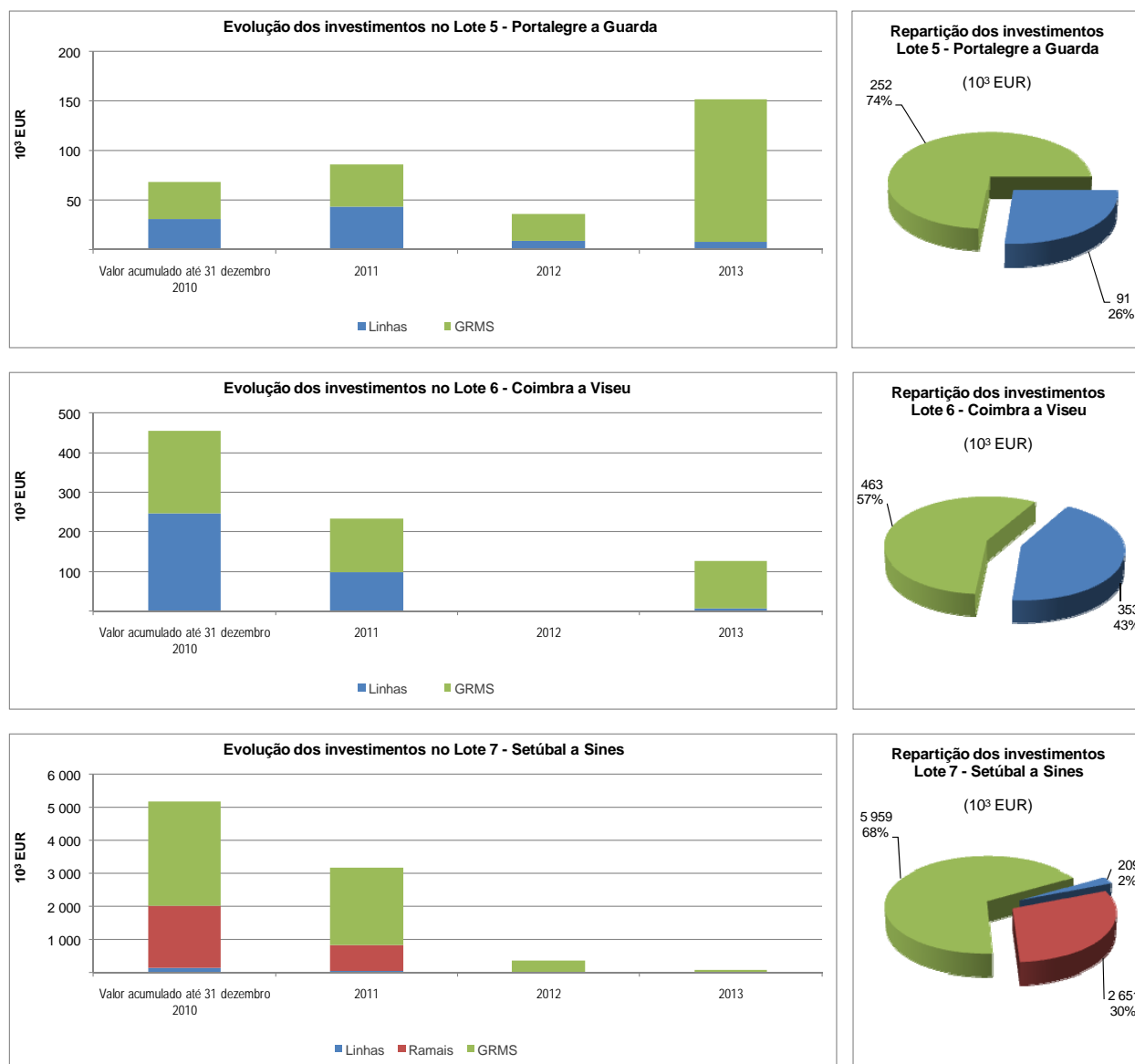
A Figura 3-5 e a Figura 3-6 representam, respetivamente, a evolução dos investimentos, por tipologia, nos lotes 1, 2, 3 e 4 e nos lotes 5, 6 e 7.

Figura 3-5 – Evolução dos investimentos nos gasodutos existentes, por tipologia (I)



Fonte: REN Gasodutos

Figura 3-6 – Evolução dos investimentos nos gasodutos existentes, por tipologia (II)



Fonte: REN Gasodutos

A análise das figuras anteriores permite constatar que para os lotes 1, 2, 3, 4 e 7 a grande maioria dos investimentos foram executados até ao final de 2011. Este facto é tanto mais relevante se revisitarmos a Figura 3.4 e observarmos que estes lotes representam 98,7 % do total do investimento apresentado, para o período em análise, para as intervenções nos gasodutos existentes. Também se constata para estes lotes que os montantes mais expressivos estão relacionados com os investimentos em “ramais” e “GRMS” o que permite inferir sobre a natureza das intervenções.

Retomando os relatórios homólogos de análise de investimentos dos últimos (três) anos, concluímos que os investimentos nos lotes 1, 2, 3, 4 e 7 estão maioritariamente relacionados com projetos de ligação de

novos clientes à RNTGN, reforço e integração de nova capacidade para abastecimento das redes de distribuição e intervenções para reforço operacional¹², a maioria já em exploração este ano (2012).

De assinalar ainda o adiamento da construção do ramal de Sines para a futura central de ciclo combinado da GALP Energia, tendo a entrada em exploração prevista passado de 2012 para o ano 2015, o que, conseqüentemente, motivou a que parte considerável dos montantes associados com esse investimento deixasse de figurar no período em análise.

Os lotes 5 e 6 apresentam, em termos relativos, algum investimento para os anos 2012 e 2013, porém, assinala-se o seu reduzido impacto no montante total das intervenções na rede de transporte existente.

3.1.2.2 FUNDAMENTAÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

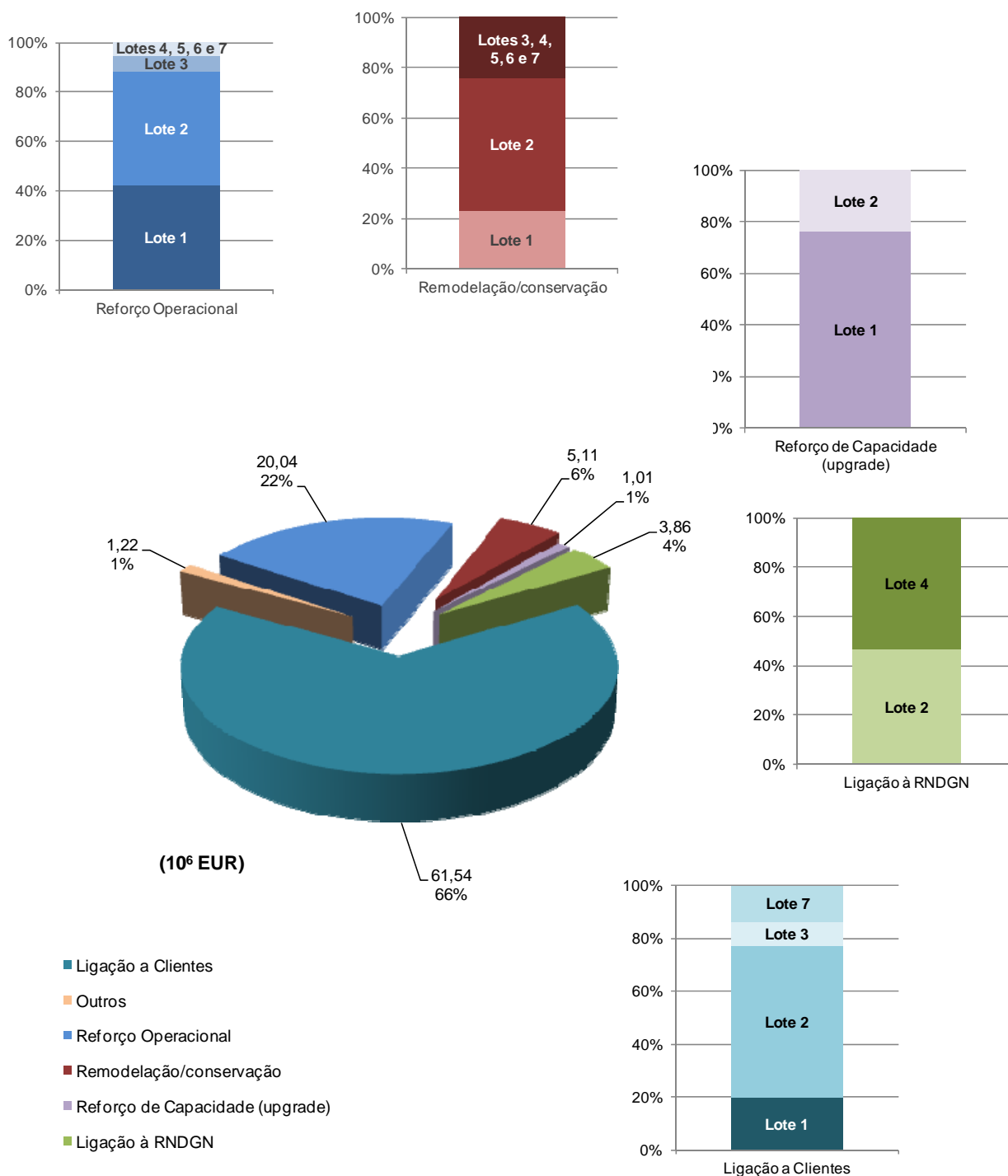
Tendo em vista a fundamentação dos projetos de investimento, a REN Gasodutos ordena o investimento de acordo com a sua finalidade, designadamente:

- Ligações a clientes – projetos de ligação de novos clientes à RNTGN, abastecidos em AP, incluindo a construção de ramais e de novas GRMS.
- Ligação à RNDGN – projetos de construção de GRMS, tendo em vista o desenvolvimento de rede de distribuição nova.
- Reforço de capacidade (*upgrade*) – projetos que visam a intervenção em GRMS tendo em vista a sua adequação à capacidade necessária.
- Reforço operacional – projetos que pressupõem a intervenção na RNTGN adotando soluções que visam a melhoria do desempenho operacional da infraestrutura e o reforço da segurança de abastecimento.
- Remodelação/conservação da RNTGN.
- Outros.

A Figura 3-7 apresenta a repartição do investimento na RNTGN de acordo com a classificação anteriormente descrita, incluindo o seu peso para cada um dos lotes existentes.

¹² Projetos que pressupõem a intervenção na RNTGN adotando soluções que visam a melhoria do desempenho operacional da infraestrutura e o reforço da segurança de abastecimento.

Figura 3-7 – Caracterização dos investimentos de acordo com a fundamentação



Fonte: REN Gasodutos

O Quadro 3-2 apresenta a descrição dos projetos de investimento com a correspondente fundamentação e os gasodutos abrangidos.

Quadro 3-2 – Descrição dos projetos de investimento

Fundamentação	Designação dos projetos	Lote
Ligações a clientes	Ramal do Barreiro + 1 GRMS	1
	Ramais de Leça e Lares + 3 GRMS	2
	Ramal do Pego + 1 GRMS	3
	Ramal de Sines e Chaparral (2) e Mitrena + 3 GRMS	7
Ligação à RNDGN	GRMS de Soure e Lares II	2
	GRMS de Vila Nova de Cerveira	4
Reforço de Capacidade (<i>upgrade</i>)	GRMS de Benavente	1
	GRMS de Pombal	2
Reforço operacional	Comando remoto da inversão de fluxo (interligação de Valença do Minho) Automação/medição (nó da Bidoeira) Alteração de 14 estações da RNTGN com funcionalidade de ICJCT ⁽¹⁾ para JCT ⁽²⁾ Emissores e recetores de <i>PIG</i> ⁽³⁾ Odorização Eliminação de linhas de tensão exteriores (fase I e II) Inspeção de tubagem (<i>in line inspection</i> / <i>on line inspection</i>) <i>Project Security</i>	1 a 7
Remodelação/Conservação da RNTGN	Substituição de equipamento em fim de vida útil (fase I e II)	1 a 7
Registo de servidões/expropriação		1 a 7
PPDA Instalação de Painéis Solares Térmicos nas GRMS do Seixal e Frielas ⁽⁴⁾		1
Instalação de Unidades de Medida na Porto cogeração/Petrogal		2

(1) Estação de derivação, sem seccionamento do gasoduto.

(2) Estação de derivação, com funcionalidade de seccionamento de troços de gasoduto, sem o corte de abastecimento às GRMS co localizadas e redes a jusante.

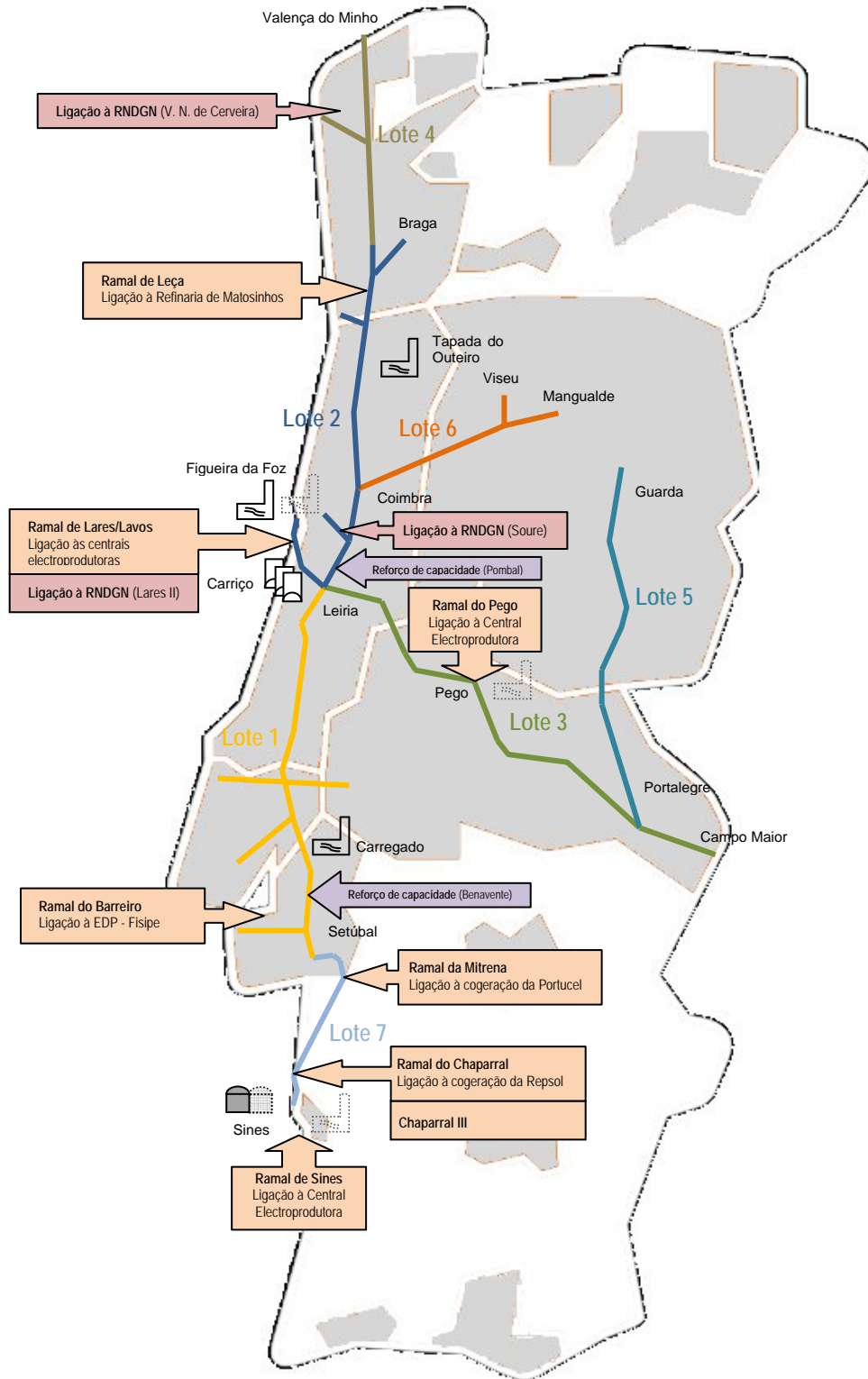
(3) Dispositivos de inspeção/manutenção de gasodutos.

(4) Incluído na rubrica 'outros'.

Fonte: REN Gasodutos

A Figura 3-8 apresenta a distribuição geográfica dos projetos de investimento na RNTGN, para os vários lotes, particularizando as ligações a clientes, as ligações à RNDGN e o reforço de capacidade das GRMS.

Figura 3-8 – Distribuição geográfica dos projetos de investimento



Fonte: REN Gasodutos

3.1.3 EXPANSÃO DA RNTGN

Os projetos de investimento relacionados com a expansão da RNTGN foram inicialmente apresentados pela REN Gasodutos com a proposta de PDIR relativa ao período 2008-2011, incluindo uma estação de compressão e dois novos gasodutos. As motivações associadas a estes projetos de investimento foram descritas mais objetivamente na proposta de PDIR, apresentada no ano passado, relativa ao período entre o 2.º semestre de 2011 e o 1.º semestre de 2014. Assim, a REN Gasodutos perspetiva a construção dos seguintes três novos projetos de expansão da RNTGN:

- O gasoduto de Mangualde a Guarda designado por Lote 8.
- O gasoduto de Mangualde a Zamora, designado por Lote 9.
- A estação de compressão do Carregado.

Estes projetos estão associados às previsões de procura da REN Gasodutos para o horizonte temporal de 2010 a 2020, em especial nos períodos de ponta, nas quais o aumento da procura justificaria o reforço da capacidade de veiculação da RNTGN, o reforço da segurança do abastecimento e a construção de uma nova interligação tendo em vista o cumprimento do Regulamento n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro de 2010.

Para além destes projetos, a informação submetida no ano passado pela REN Gasodutos relativa aos investimentos a realizar na RNTGN incluíram mais três projetos, designadamente:

- O gasoduto de Carriço a Cantanhede designado por Lote 10.
- A duplicação do Lote 6 de Coimbra a Viseu, designado por Lote 11.
- A estação de compressão a colocar na futura interligação a Espanha.

Estes três projetos de investimento figuraram, também, na última versão do PDIR submetida em 2011, estando relacionados com a otimização da capacidade de transporte da terceira interligação, criando um corredor de transporte entre o armazenamento subterrâneo do Carriço e a fronteira espanhola junto a Zamora.

A ERSE manifestou a sua posição no parecer que lhe compete apresentar, considerando importante que o investimento proposto em sede de PDIR seja suportado por consultas aos agentes, como forma de aferir adequadamente a apetência que suscitam no mercado que servem. Da mesma forma, a ERSE referiu ser fundamental distinguir as componentes de segurança do abastecimento das relacionadas com aspetos de natureza estritamente comercial.

O Quadro 3-3 apresenta para os projetos de investimento relativos à expansão da RNTGN os montantes previstos para o período em análise, bem como as datas previstas para as transferências para exploração.

Quadro 3-3 – Projetos de investimento para expansão da RNTGN

Designação dos projetos	Orçamento [10 ³ €]	Entrada em exploração
Lote 8 – Gasoduto Mangualde a Guarda	42,176,26	dezembro de 2013
Lote 9 – Gasoduto Mangualde a fronteira de Espanha	---	dezembro de 2018
Lote 10 – Gasoduto Carriço a Cantanhede	---	dezembro de 2018
Lote 11 – Duplicação do Lote 6 entre Coimbra e Viseu	---	dezembro de 2018
Estação de compressão (Carregado)	21.908,83	dezembro de 2013
Estação de compressão para a interligação	---	dezembro de 2018

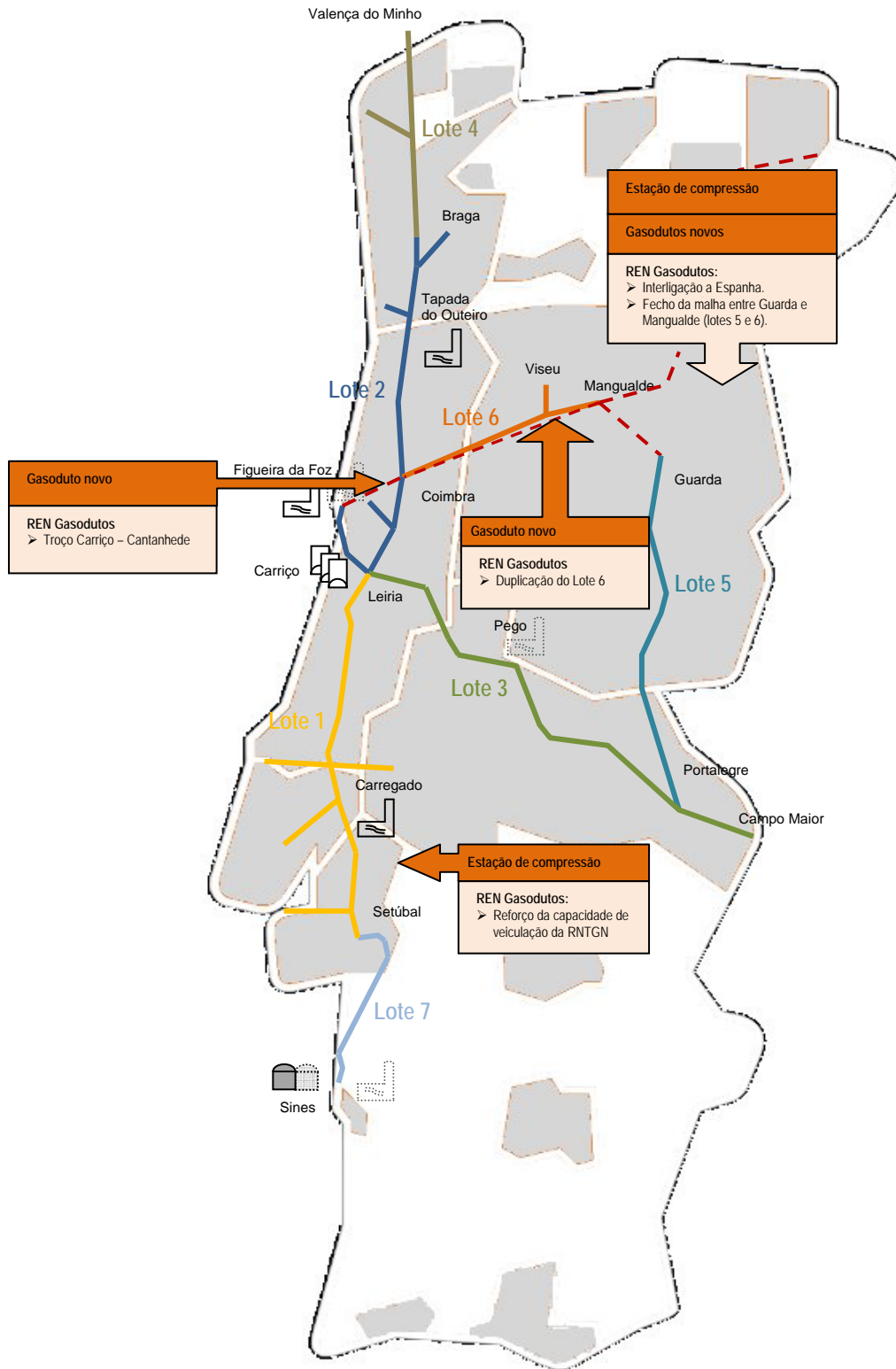
Fonte: REN Gasodutos

Do Quadro anterior interessa sublinhar os seguintes aspetos:

- Apenas foram apresentados montantes para os projetos de investimento cuja data estimada para a entrada em exploração se encontra abrangida no período temporal em análise, i.e, entre o ano 2010, incluindo os anos anteriores para os projetos em curso que não transitaram para imobilizado definitivo até final de 2009, e o final do ano de 2013.
- O adiamento de 2 a 3 anos para a entrada em exploração dos projetos dos lotes 9, 10 e 11, bem como o da estação de compressão para a interligação. Com efeito, este dado é coerente com os adiamentos das entradas em exploração das centrais de ciclo combinados de Sines e Lavos, as quais impõem, necessariamente, uma revisão em baixa das previsões da procura apresentadas pela REN Gasodutos em sede de PDIR (proposta de 2011). Assim, as necessidades de investimento então apontadas como absolutamente necessárias para o cumprimento do Regulamento n.º 994/2010, puderam ser revistas tendo, agora, o seu horizonte de concretização mais alargado.

A Figura 3-9 apresenta a localização geográfica dos projetos de investimento relativos à expansão da RNTGN.

Figura 3-9 – Distribuição geográfica dos projetos de investimento relativos à expansão da RNTGN



Fonte: REN Gasodutos

3.2 EVOLUÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

Neste subcapítulo apresenta-se a evolução do investimento previsto para o cálculo das tarifas do ano gás 2012-2013, face ao apresentado no ano passado para o cálculo das tarifas do ano gás 2011-2012. Esta análise incide sobre as intervenções nos gasodutos existentes, identificando a variação dos montantes previstos e executados para cada projeto, bem como os atrasos e antecipações nas entradas em exploração dos mesmos.

Relativamente aos novos projetos de expansão da RNTGN serão feitas comparações face à informação submetida pela REN Gasodutos na última proposta de PDIR, retirando-se desta forma conclusões e resultados mais objetivos que os obtidos em anos anteriores.

3.2.1 GASODUTOS EXISTENTES

No presente subcapítulo apresentam-se as evoluções dos projetos de investimento relativos aos gasodutos existentes, distinguindo as seguintes situações:

- Os projetos executados, ou seja, os concluídos até 31 de dezembro de 2010 e para os quais os montantes investidos correspondem a custos reais.
- Os projetos de investimento que foram apresentados pela REN Gasodutos este ano, e no ano passado, que ainda não transitaram para imobilizado definitivo.
- Os projetos de investimento novos, propostos pela REN Gasodutos pela primeira vez este ano, e para os quais não há termo de comparação face a orçamentos apresentados em anos anteriores.

3.2.1.1 PROJETOS DE INVESTIMENTO EXECUTADOS

O Quadro 3-4 identifica os projetos de investimento executados, i.e., os que correspondem a imobilizado que entrou em exploração até 31 de dezembro de 2010.

Quadro 3-4 – Projetos de investimentos nos gasodutos existentes executados

Designação dos projetos	Lote
Ramal do Barreiro	Lote 1
GRMS do Barreiro (entrega de gás natural a partir do ramal do Barreiro)	
Eliminação da influência das linhas de tensão exteriores (fase I)	
Registo de servidões/expropriações (1)	
Ramal de Lares	Lote 2
GRMS de Lares (entrega de gás natural a partir do ramal de Lares)	
GRMS da Leirosa (entrega de gás natural a partir do ramal de Lares)	
Ramal de Leça	
GRMS de Perafita (entrega de gás natural a partir do ramal de Leça)	
Eliminação da influência das linhas de tensão exteriores (fase I) (1)	
Registo de servidões/expropriações (1)	Lote 3
Ramal do Pego	
GRMS do Pego (entrega de gás natural a partir do ramal do Pego)	
Eliminação da influência das linhas de tensão exteriores (fase I)	
Registo de servidões/expropriações (1)	Lote 4
Eliminação da influência das linhas de tensão exteriores (fase I) (1)	
Registo de servidões/expropriações (1)	Lote 5
Eliminação da influência das linhas de tensão exteriores (fase I) (1)	
Registo de servidões/expropriações (1)	Lote 6
Eliminação da influência das linhas de tensão exteriores (fase I)	
Registo de servidões/expropriações (1)	Lote 7
Ramal do Chaparral	
GRMS do Chaparral (entrega de gás natural a partir do ramal do Chaparral)	
Eliminação da influência das linhas de tensão exteriores (fase I)	
Registo de servidões/expropriações (1)	

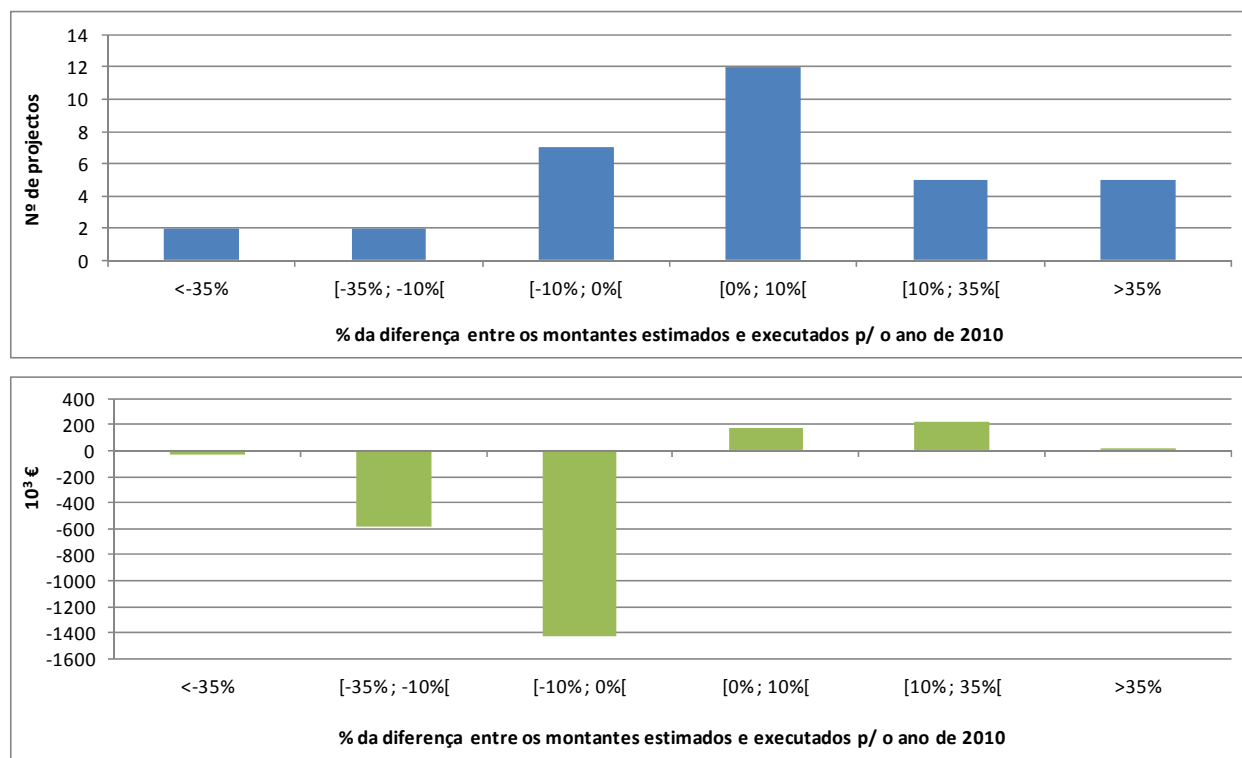
(1) Desagregado em investimento nas "linhas" centrais do gasoduto e nas estações ("GRMS")

Fonte: REN Gasodutos

Os 33 projetos de investimento enunciados no Quadro 3-4 totalizam um montante de 58,2 milhões de euros, observando-se uma execução orçamental de 97,2% face aos valores estimados em 2010 e apresentados no ano passado pela REN Gasodutos para a determinação das tarifas do corrente ano gás.

A Figura 3-10 sintetiza, para os referidos projetos de investimentos, a comparação entre montantes estimados em 2010, e apresentados no ano passado, e os custos reais consolidados, apresentados este ano pela REN Gasodutos para a determinação das tarifas do ano gás 2012-2013.

Figura 3-10 – Variação dos montantes dos projetos de investimento concluídos em 2010 face às estimativas efetuadas nesse ano



Fonte: REN Gasodutos

Da análise da Figura 3-10 observa-se que, para a maioria dos projetos executados (19), existe uma grande coerência entre os montantes estimados em 2010 e os efetivamente realizados. Estes projetos compreendem aos casos em que os montantes investidos são mais expressivos, tratando-se, na generalidade, dos projetos para ligação de grandes clientes à RNTGN. Com efeito, à exceção das GRMS's do Barreiro e do Pego, com desvios de execução orçamental de 19% e -20%, respetivamente, todos os restantes projetos de ligação de clientes registaram desvios entre -6% a 4%.

Os projetos relativos a Registo de Servidões/Expropriações têm execuções orçamentais menos apuradas que os referentes à ligação de novos clientes à RNTGN, enquanto os projetos de eliminação da influência das linhas de tensão exteriores apresentam diferenças muito apreciáveis. Porém, estes últimos projetos têm um impacto muito reduzido no investimento global, o que se deve ao facto de, unitariamente, terem custos muito baixos. A análise do segundo gráfico da Figura 3.10 permite constatar esta situação através do reduzido desvio acumulado dos projetos com maiores diferenças entre o estimado e o executado.

3.2.1.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO EM CURSO QUE TRANSITARAM DO ANO ANTERIOR

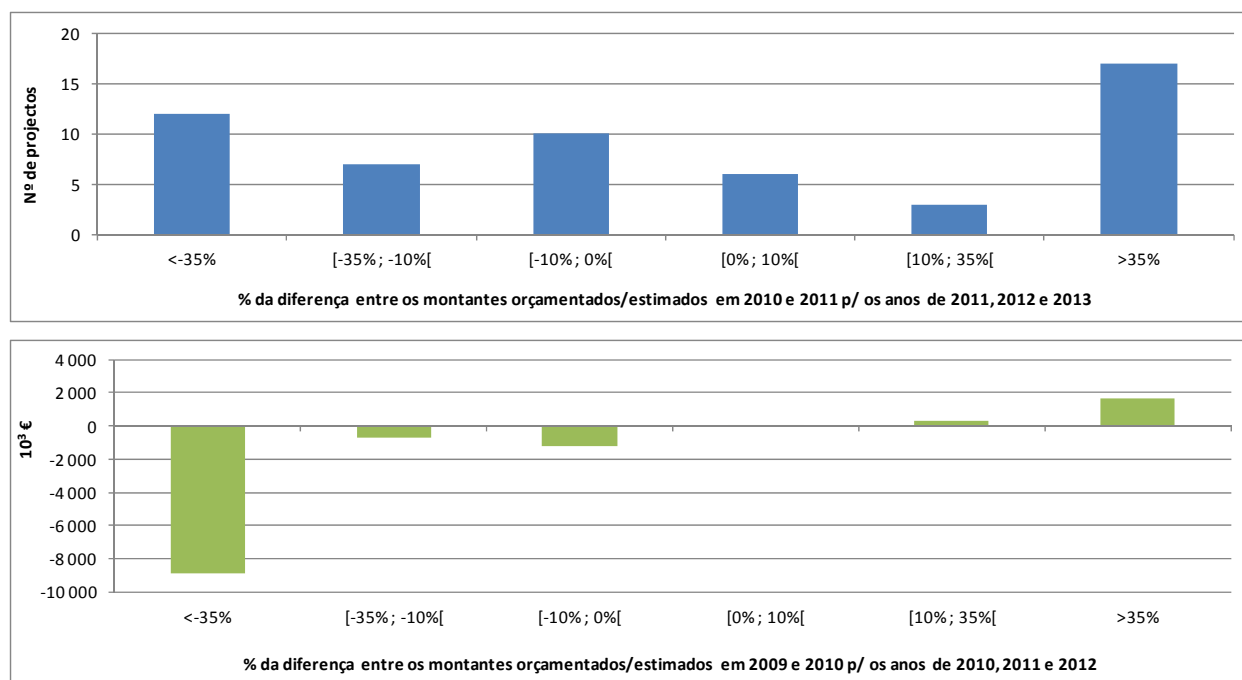
A REN Gasodutos apresentou este ano estimativas/orçamentos relativos a 55 projetos de investimento, os quais atualizam os montantes apresentados no ano passado. Estes projetos de investimento

representam, na sua globalidade, 33,0 milhões de euros e estão 8,7 milhões de euros abaixo dos valores apresentados no ano passado, ou seja, observou-se uma diferença de -26,42%.

Numa primeira análise constata-se que os projetos de investimento em curso, que transitaram de anos anteriores, representam um montante francamente inferior ao observado relativamente a projetos executados que passaram para imobilizado definitivo no final de 2010. Por outro lado, revisitando a Figura 3.2, verifica-se que de um montante de 76,7 milhões de euros executado até final de 2010, nos projetos em curso no decurso desse ano, apenas 18,5 milhões transitaram para imobilizado em curso no ano 2011. Se a este montante, revendo de novo a Figura 3-2, adicionarmos os montantes estimados para 2011 obtemos 95,2% do montante total dos projetos de investimento em curso, para o período em análise, já apresentados no ano passado e em anos anteriores. Este aspeto confirma, uma vez mais, a concentração dos investimentos nos gasodutos existentes nos anos 2010 e 2011.

A Figura 3-11 sintetiza, para os projetos de investimentos em curso, a comparação entre os montantes orçamentados em 2011, e apresentados este ano pela REN Gasodutos para a determinação das tarifas do ano gás 2012-2013, e os previstos em 2010 e apresentados no ano passado.

Figura 3-11 – Variação dos montantes dos projetos de investimento de 2010 face a 2009



Fonte: REN Gasodutos

A análise da figura anterior permite constatar uma grande disparidade nas diferenças registadas entre os orçamentos de 2011 e 2010, apresentados este ano e no ano passado, respetivamente. Relativamente a esta análise importa distinguir duas situações:

- Os projetos de investimento com os orçamentos mais avultados têm as variações orçamentais menos acentuadas, sendo de assinalar que apenas um dos (6) projetos orçamentados acima de 1,0 milhões de euros regista diferenças, por excesso ou defeito, superiores a 10% do valor previsto no ano passado.
- Os (29) projetos com variações mais expressivas, i.e., diferenças por excesso e defeito superiores a 35%, são os que, unitariamente, representam os menores montantes (não ultrapassando os 500 milhares de euros).

Para além das diferenças orçamentais referidas anteriormente, foram analisadas também as variações entre as transferências para exploração previstas em 2011 e 2010 e reportadas à ERSE este ano e no ano passado, respetivamente. O Quadro 3-5 identifica os projetos que apresentaram variações nas transferências para exploração.

Quadro 3-5 – Projetos de investimentos com variação das transferências para exploração

Designação dos projetos	Entrada em exploração		Diferença (meses)
	Prevista em 2010	Prevista em 2011	
Ramal de Sines	mar-12	jun-15	+39
GRMS 08129 PEGO II	dez-12	mar-15	+27
Upgrade da GRMS 1139 - Rio Frio	dez-11	dez-14	+36
Automatização / Medição da JCT 2500 Bidoeira	dez-11	dez-14	+36
Comando Remoto de Inversão do Fluxo gás natural na CTS 6000 Valença	dez-10	jun-11	+6
Monitorização de cadeias de medida JCT 10000 - Monforte	jun-12	dez-14	+30
Monitorização de cadeias de medida na JCT 11000 Cantanhede	jun-11	dez-14	+42
Instalação de emissores e recetores móveis, para execução de <i>pigagens</i> (lotes 1, 2 e 7)	jun-10	jun-11	+12
Instalação de emissores e recetores móveis, para execução de <i>pigagens</i> (lote 6)	jun-09	jun-11	+24
Eliminação de Influência das linhas de corrente - Fase I (lotes 1, 2, 3, 4, 5 e 7)	dez-12	dez-10	-24
Eliminação de Influência das linhas de corrente - Fase I (lote 6)	dez-09	dez-10	+12
Inspeção de Tubagem (<i>OnLineInspection</i>) (lotes 1 e 3)	Jun-10	jun-12	+24
Inspeção de Tubagem (<i>OnLineInspection</i>) (lotes 2 e 4)	dez-10	jun-12	+18
Ctrl Remoto de Proteção Catódica (lotes 1, 2 e 3)	dez-12	dez-18	+72
Modif. do Sistema de Odorização (lotes 1 a 7)	dez-12	set-14	+21
<i>Project Security</i> (lote 1)	dez-11	set-15	+45
<i>Project Security</i> (lote 2)	Jun-12	set-15	+39
<i>Project Security</i> (lotes 3 a 7)	dez-12	set-15	+33
Alteração das Chaminés (lotes 1, 2, 3, 5 e 7)	dez-11	dez-14	+36
Subst. equip. fim de vida útil (Fase I) (lotes 1 a 7)	dez-12	dez-11	-12
PPDA Instalação de Painéis Solares Térmicos nas GRMS 1209 e GRMS 1134	dez-10	jun-11	+6

Fonte: REN Gasodutos

A análise atenta do quadro anterior permite apontar as seguintes conclusões:

- À exceção dos projetos de investimento relativos a eliminação da influência das linhas de corrente e substituição de equipamentos em fim de vida útil, os quais passaram a apresentar duas fases (fase I e fase II), observou-se, de uma forma generalizada, uma dilação das estimativas para a entrada em exploração dos restantes projetos.
- Nos projetos que sofreram adiamentos substanciais destacam-se a construção do ramal de Sines para ligação da nova central de ciclo combinado da Galp Energia, as intervenções na rede de transporte existente relativas à automatização/medição da JCT 2500 da Bidoeira, monitorização de cadeias de medida da JCT 10000 de Monforte e JCT 11000 de Cantanhede que ligam respetivamente os lotes 3 e 5 e os lotes 2 e 6 e um conjunto de projetos de reforço operacional que, por passarem a ter previsões de entrada em exploração para além do período temporal em análise, passaram a apresentar montantes de investimento muito inferiores aos apresentados no ano passado.
- Outros projetos que sofreram dilatações no tempo foram o reforço da capacidade da GRMS 1139 de Rio Frio e a construção de uma nova GRMS no Pêgo que, pela natureza das intervenções, está relacionada com a estagnação do crescimento dos consumos na rede de distribuição a jusante da RNTGN e pelo adiamento de implementação de um novo polo de distribuição, respetivamente.
- Conforme se referiu os projetos de investimento relativos a eliminação da influência das linhas de corrente e substituição de equipamentos em fim de vida útil, passaram a apresentar duas fases. A primeira fase destes projetos tem previsões para entrada em exploração previstas para o período temporal em análise e a segunda fase, que integra os novos projetos de investimento propostos pela REN Gasodutos este ano (ver 3.2.1.3 do presente relatório), apresenta previsões de conclusão para final dos anos 2013 e 2016.

3.2.1.3 PROJETOS DE INVESTIMENTO NOVOS

Na informação submetida este ano pela REN Gasodutos para determinação das tarifas do ano gás 2012-2013 está incluído um conjunto de novos projetos totalizando 1,6 milhões de euros. O Quadro 3-6 apresenta estes novos investimentos, discriminando os lotes, a fundamentação do investimento e os montantes associados.

Quadro 3-6 – Novos projetos de investimentos

Designação dos projetos	Lote	Fundamentação	Orçamento [10 ³ €]
Instalação de Unidades de Medida na Porto cogeração/Petrogal	Lote 2	Outros	75,00
Inspeção de tubagem (<i>OnLineInspection</i>)	Lote 2	Reforço operacional	60,91
Eliminação da influência das linhas de corrente (fase II)	Lotes 1 a 7	Reforço operacional	130,00
Substituição de equipamento em fim de vida útil (fase II)	Lotes 1 a 7	Remodelação/ Conservação	1285,00
Modificação do sistema de odorização	Lote 3	Reforço operacional	30,05
TOTAL	---	---	1580,97

Fonte: REN Gasodutos

3.2.2 PROJETOS DE EXPANSÃO DA RNTGN

Os projetos de expansão da RNTGN foram identificados no ponto 3.1.3 do presente relatório.

Conforme se referiu, os projetos referentes aos lotes 9, 10 e 11 e o da estação de compressão para a interligação têm previsões para entrada em exploração para dezembro de 2018. Com efeito, apenas o gasoduto de Mangualde a Guarda (Lote 8) e a estação de compressão do Carregado têm entradas em exploração previstas para o período em análise, i.e., para dezembro de 2013. Assim, será de esperar que os valores apresentados pela REN Gasodutos correspondam, aproximadamente, ao custo integral destes projetos.

O Quadro 3-7 apresenta uma comparação entre os custos apresentados pela REN Gasodutos para a determinação das tarifas do ano gás 2012-2013, e as apresentadas nas propostas de PDIR de 2011 e 2008.

Quadro 3-7 – Comparação dos orçamentos dos projetos de expansão da RNTGN

Designação dos projetos	Orçamento ano gás 2012-2013 [10 ³ €]	Orçamento PDIR 2011 [10 ³ €]	Variação [%]
Lote 8 – Gasoduto Mangualde a Guarda	42.176	52.044	-18,96
Estação de compressão (Carregado)	21.908	25.545	-14,24

Fonte: REN Gasodutos

Conforme se pode verificar do Quadro 3-7 os orçamentos apresentados pela REN Gasodutos, para determinação das tarifas do ano gás 2012-2013, para os projetos de expansão da RNTGN, designadamente para o Lote 8 e para a estação de compressão de Aveiras, verificam reduções significativas face aos apresentados na proposta de PDIR 2011.

Apesar de não serem apresentados dados objetivos que justifiquem estas variações, importa sublinhar que as comparações efetuadas nos relatórios homónimos dos anos anteriores apresentavam discrepâncias maiores, em parte motivadas pelo facto de o período em análise não integrar a duração integral destes projetos.

Importa contudo sublinhar que para o projeto da estação de compressão do Carregado têm-se notado uma grande coerência nos orçamentos apresentados desde a proposta de PDIR 2008, no qual este projeto foi orçado em 25 milhões de euros.

Para os projetos referentes aos lotes 9, 10 e 11 e para a estação de compressão da terceira interligação, ao contrário de anos anteriores, a REN Gasodutos não submeteu orçamentos no ano passado para a determinação das tarifas do próximo ano gás. Este facto está relacionado com o adiamento dos projetos, cuja entrada em exploração passou a estar prevista para o final do ano 2018, sendo esta a razão pela qual não se analisou, e apresentou, a evolução dos custos destes projetos no presente relatório.

4 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NO TERMINAL DE GNL DE SINES

No presente capítulo é realizada a análise dos investimentos da REN Atlântico, no terminal de GNL de Sines, previstos para os anos de 2012 e 2013. São também analisados os montantes estimados para o investimento no ano de 2011, bem como os executados até 31 de dezembro de 2010 relativos a projetos que não entraram em exploração antes do início do ano de 2010.

Os investimentos referidos incluem o projeto de expansão do terminal de GNL de Sines e um conjunto de intervenções de menor dimensão, designado por projetos de reforço interno. O Quadro 4-1 apresenta os montantes previstos para estes investimentos.

Quadro 4-1 – Montantes previstos para o investimento no Terminal de GNL de Sines

Designação	Montante [10 ⁶ EUR]	Peso percentual [%]
Projeto de Expansão do Terminal de GNL de Sines	163,35	99,5
Projetos de Reforço Interno	0,86	0,5
TOTAL	164,21	100,0

Fonte: REN Atlântico

No subcapítulo seguinte é apresentada a evolução dos custos estimados para o projeto de expansão do terminal de GNL de Sines, desde a proposta de PDIR submetida em 2008 até aos montantes submetidos à ERSE, para aprovação e reconhecimento na base de ativos, para o cálculo das tarifas do ano gás 2012-2013.

4.1 PROJETO DE EXPANSÃO DO TERMINAL DE GNL DE SINES

O projeto de expansão do terminal de GNL de Sines consiste no fornecimento e construção, em regime de EPC¹³, do terceiro tanque de armazenagem de GNL, do reforço da capacidade de emissão de gás natural para a RNTGN e reforço das instalações para o enchimento de camiões cisterna.

A expansão do terminal de GNL de Sines foi justificada nas propostas de PDIR, submetidas em 2008 e 2011, pela necessidade de responder ao crescimento da procura de gás natural, tanto a nível nacional como numa perspetiva ibérica, motivada pela integração do SNGN no contexto do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS).

O terminal de GNL de Sines, pela sua aptidão para responder às pontas de consumo, é a primeira opção para o reforço da capacidade de entrada de gás natural no SNGN, desempenhando um papel essencial

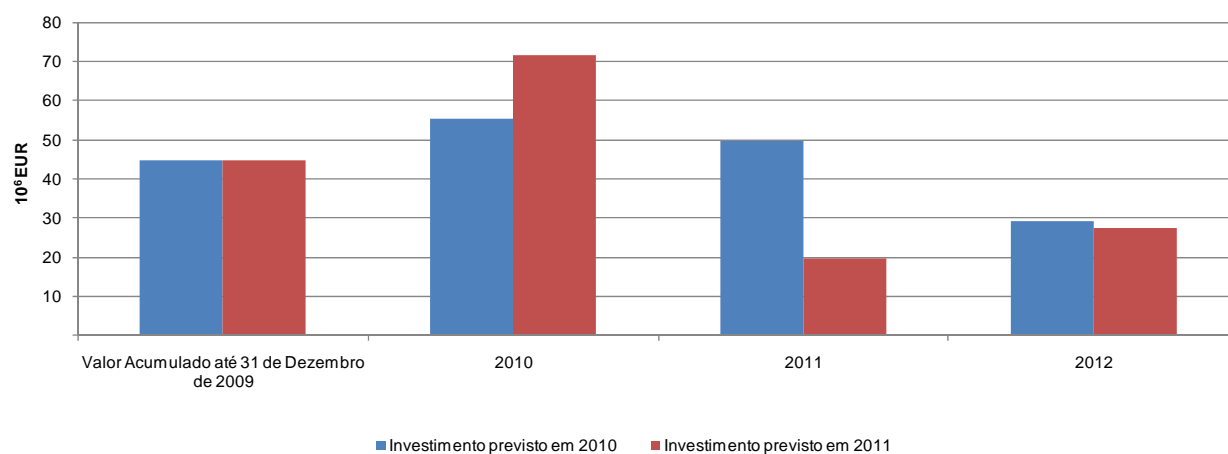
¹³ A designação EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) corresponde genericamente a um projeto “chave-na-mão”.

na garantia de abastecimento aos centros electroprodutores, em especial aos novos grupos de ciclo combinado de Lares e Pego e aos perspectivados a médio prazo para Sines e Lavos. Neste contexto, o operador da infraestrutura justificou que o reforço da componente de armazenamento no terminal de GNL de Sines é uma consequência do reforço da capacidade de emissão de gás natural para a RNTGN, por via da interdependência, em termos operacionais, dos processos de armazenagem e regaseificação do GNL. Por outro lado, a construção do terceiro tanque de armazenagem permitirá uma maior flexibilidade de utilização do terminal de GNL de Sines, dotando-o de aptidão para receber mais navios e conjugar as necessidades de mais agentes de mercado, promovendo a concorrência no sector.

O montante previsto pela REN Atlântico para o projeto de expansão do terminal de GNL de Sines, em 2011 é de 163,4 milhões de euros, ficando abaixo do valor apresentado no ano passado em 9%. A entrada em exploração destes ativos continua prevista para o final do primeiro semestre de 2012.

A Figura 4-1 apresenta a evolução do investimento na expansão do terminal de GNL de Sines, prevista até ao final do ano de 2012, numa base anual, individualizando os investimentos previstos em 2010 e 2009 pela REN Atlântico e submetidos este ano e no ano passado, respetivamente, para determinação das tarifas a aplicar nos anos gás 2011-2012 e 2012-2013.

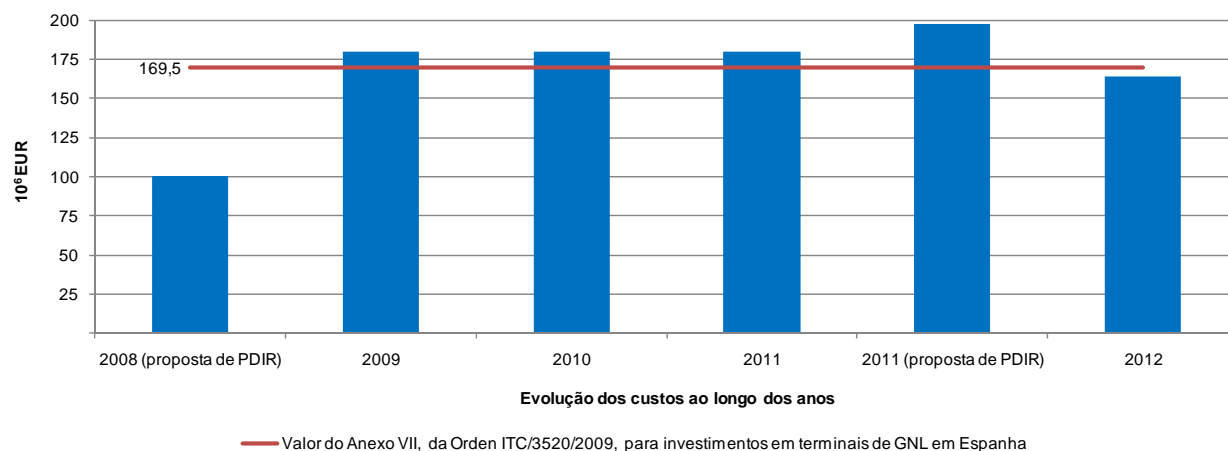
Figura 4-1 – Evolução do investimento na expansão do terminal de GNL de Sines



Fonte: REN Atlântico

A Figura 4.2 apresenta a evolução dos montantes estimados para o projeto de expansão do terminal de GNL, desde a proposta de PDIR 2008 até aos valores submetidos pela REN Atlântico para a determinação das tarifas do ano gás 2012-2013.

Figura 4-2 – Evolução dos custos estimados/orçamentados para o projeto de expansão do terminal de GNL de Sines



Fonte: REN Atlântico

Relativamente a este projeto importa sublinhar os seguintes aspetos:

1. A REN Atlântico apresentou, na proposta de PDIR de 2008, um montante de 100 milhões de euros para o investimento na expansão do terminal de GNL de Sines, tendo sido este o projeto de maior monta proposto nesse plano.
2. No relatório de análise de investimentos publicado pela ERSE em 2009, acompanhando a publicação das tarifas para o ano gás 2009-2010, o projeto de expansão do terminal de GNL de Sines estava orçamentado em 180 milhões de euros. Nessa altura a obra encontrava-se em fase de concurso, incluindo um novo tanque de armazenamento, o reforço da capacidade de regaseificação, uma nova baía de enchimento de camiões cisterna, o reforço do *jetty* para a acostagem de navios de maior dimensão e a redundância dos sistemas de captação de água de mar. A obra deveria decorrer em três fases, estando concluída em 2014.
3. Nos relatórios homólogos publicados pela ERSE em 2010 e 2011 não se registaram variações nos montantes orçamentados, i.e., foram apresentados pela REN Atlântico orçamentos de 179,8 e 179,4 milhões de euros, respetivamente.
4. Na proposta de PDIR de 2011, submetida no ano passado, foi estimado um custo integral para o projeto de 197,6 milhões de euros, ou seja, estimou-se um agravamento de 10% dos montantes até então apresentados.
5. Este ano publica-se uma estimativa de 164,2 milhões de euros que, atendendo à data para a entrada em exploração prevista (2.º semestre de 2012), deverá corresponder, aproximadamente, ao custo final do projeto.

6. Tendo em conta as características do projeto, nomeadamente a capacidade do novo reservatório de GNL (150.000 m³), o reforço da capacidade de regaseificação de 5,26bcm/ano¹⁴ para cerca de 8,5 bcm/ano¹⁵ e a construção de uma nova baía de enchimento de camiões cisterna, foi possível comparar o custo total previsto pela REN Atlântico face aos valores de referência adotados no sistema de gás natural espanhol para obras similares.

Com efeito, essa análise foi apresentada no relatório de análise de investimentos publicado pela ERSE em junho de 2010, no qual se aplicaram os valores unitários para as componentes de armazenamento (€/m³), equipamento de regaseificação (€/m³/h) e baías de enchimento de cisternas, estabelecidos no Anexo VII, da *Orden ITC/3520/2009*, de 28 de dezembro, para investimentos em terminais de GNL colocados em exploração no ano de 2009, obtendo-se um valor da ordem dos 169,5 milhões de euros.

Tendo em conta a atualização deste montante para o ano 2012 e atendendo a eventuais acréscimos relativos à obra civil¹⁶, também previstos no mesmo diploma, será de antever um custo final do projeto de expansão do terminal de GNL de Sines um pouco abaixo dos montantes praticados em Espanha.

4.2 REFORÇO INTERNO DO TERMINAL DE GNL DE SINES

Os projetos para o reforço interno do terminal de GNL de Sines, apresentados pela REN Atlântico, totalizam 855 mil euros, o que representa apenas 0,5% do investimento total previsto para esta infraestrutura. O Quadro 4-2 identifica os projetos de reforço interno do terminal de GNL de Sines e os respetivos montantes, para os anos 2012 e 2013, bem como os datas previstas para a transferência para exploração.

Quadro 4-2 – Projetos de investimento para o reforço interno do Terminal de GNL de Sines

Designação dos projetos	Orçamentos [10 ³ €]	Entrada em exploração
Upgrade Sistema de Aproximação de Navios	175	dezembro de 2011
Consola de Operação ICON	40	dezembro de 2012
Upgrade UPS	40	dezembro de 2012
Material de Controlo de Emergências e Combate a Incêndios	100	junho de 2013
Sistema de monitorização e diagnóstico dos compressores	200	junho de 2013
Sobressalentes	300	junho de 2013

Fonte: REN Atlântico

¹⁴ Aproximadamente 600 000 m³(n)/h (900 000 m³(n)/h nas pontas)

¹⁵ Aproximadamente 970 000 m³(n)/h (1 350 000 m³(n)/h nas pontas)

¹⁶ A obra civil e portuária, por terminal de GNL, não relacionadas com as componentes de armazenamento e regaseificação, são limitadas a um máximo de 52,6 M€ e são analisadas caso a caso.

5 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL DO CARRIÇO

O armazenamento subterrâneo do Carriço é uma infraestrutura composta por cinco cavidades de armazenamento de gás natural numa formação salina natural, detida pela REN Armazenagem e pela Transgás Armazenagem, e uma instalação de superfície comum a todo o complexo, detida e explorada pela REN Armazenagem.

No presente capítulo é realizada a análise dos investimentos da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem previstos para os anos de 2012 e 2013. São também analisados os montantes estimados para o investimento no ano de 2011, bem como os executados até 31 de dezembro de 2010 relativos a projetos que não entraram em exploração antes do início do ano de 2010.

A REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem apresentaram investimentos relativos a nove (9) cavidades de armazenamento¹⁷ de gás natural, designadamente:

- A conclusão e a entrada em exploração da cavidade RENC-4, que ocorreu no início de 2010, e a construção das cavidades RENC-3, RENC-5, RENC-6, RENC-8, RENC-10 com entradas em exploração previstas para dezembro 2012 (2), dezembro de 2014, março de 2017 e outubro de 2017, respetivamente.
- A construção das cavidades TGC-2, TGC-G1 e TGC-G2, prevendo-se a conclusão e a entrada em exploração da TGC-2 para este ano.

Os investimentos da REN Armazenagem contemplam ainda o reforço interno das instalações de superfície e estação de lixiviação.

O Quadro 5-1 apresenta o investimento para a infraestrutura do Carriço, para o período em análise, individualizando para as principais rubricas os montantes previstos pela REN Armazenagem e Transgás Armazenagem.

¹⁷ Os projetos de construção de cavidades de armazenamento subterrâneo de gás natural são codificados por RENC-xx ou TGC-xx, caso o operador detentor do ativo seja a REN Armazenagem ou a Transgás Armazenagem, respetivamente.

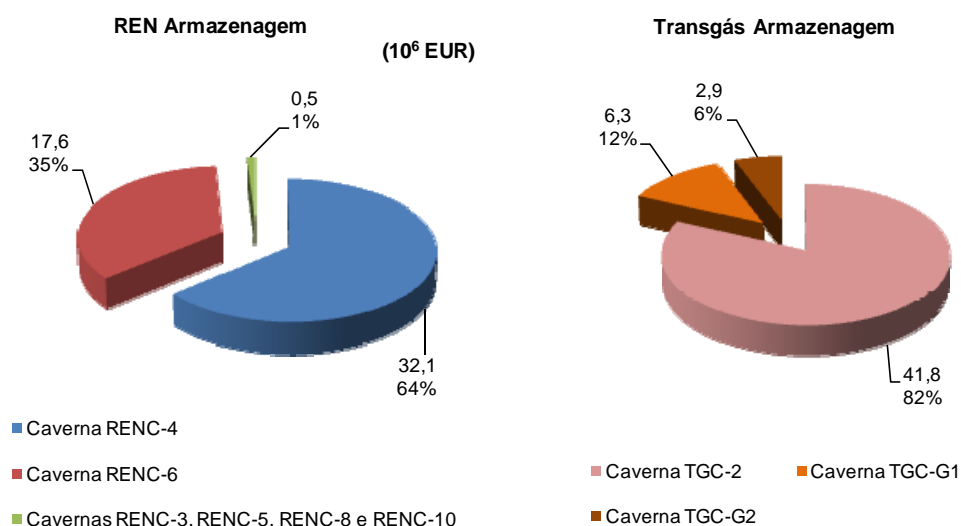
Quadro 5-1 – Montantes previstos para o armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço

Designação	Montante [10 ⁶ EUR]	Peso percentual [%]
Expansão da capacidade de Armazenamento	101,3	92,0
• REN Armazenagem	50,3	45,7
• Transgás Armazenagem	51,0	46,3
Reforço interno das instalações de superfície e estação de lixiviação	8,8	8,0
TOTAL	110,1	100

Fonte: REN Armazenagem e Transgás Armazenagem

5.1 EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO

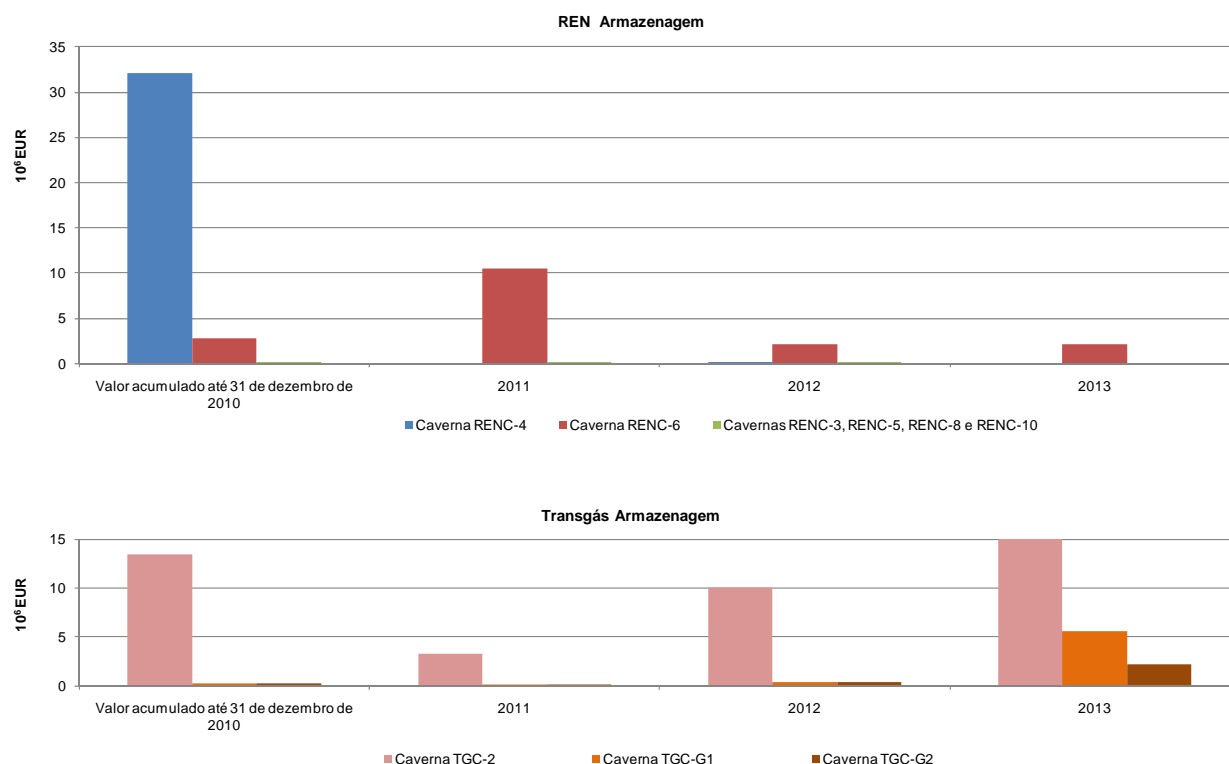
A Figura 5-1 apresenta a repartição do investimento na expansão da capacidade de armazenamento, desagregado por operador e por projeto de cavidade de armazenamento.

Figura 5-1 – Repartição do investimento na expansão da capacidade de armazenamento

Fonte: REN Armazenagem e Transgás Armazenagem

A Figura 5-2 apresenta a evolução do investimento na expansão da capacidade de armazenamento, desagregado por operador e por projeto de cavidade de armazenamento.

Figura 5-2 - Repartição do investimento na expansão da capacidade de armazenamento



Fonte: REN Armazenagem e Transgás Armazenagem

Da análise da Figura 5-1 e da Figura 5-2 constata-se que os projetos de investimento, relativos ao reforço da capacidade de armazenamento, para os quais os montantes assumem maior expressão são os referentes às cavidades RENC-4 e TGC-2. Este facto justifica-se pela entrada em exploração das referidas cavidades durante o período em análise, o que significa que os montantes apresentados representam o custo integral dos projetos. Os montantes previstos para as restantes cavidades, designadamente as RENC-3, RENC-5, RENC-6, RENC-8, RENC-10, TGC-G1 e TGC-G2, representam valores parcelares do investimento.

No que respeita aos montantes envolvidos, serão apenas analisados os projetos cuja conclusão decorre, ou decorreu, durante o período em análise, ou seja, a RENC-4 e a TGC-2.

Relativamente à RENC-4, o investimento encontra-se integralmente executado, assinalando-se que o custo real consolidado foi de 32,1 milhões de euros, desagregado em duas grandes rubricas: o custo de construção e o *Cushion gas* com montantes de 15,2 e 16,9 milhões de euros, respetivamente.

No que respeita ao projeto da cavidade TGC-2, observou-se um agravamento de 42,3% no montante apresentado pela Transgás Armazenagem este ano face ao apresentado no ano passado¹⁸. Este agravamento deve-se ao sucessivo aumento das previsões relativas aos custos de construção apresentados nos últimos quatro anos, que passaram de 15,4 para 28,5 milhões de euros, bem como à atualização em alta dos custos estimados para o *Cushion gas*. Com efeito, esta rubrica passou de 6,1 para 12,5 milhões de euros, sendo o agravamento mais acentuado o registado nas estimativas apresentadas pela Transgás Armazenagem para os anos gás 2011-2012 e 2012-2013. Porém, o custo do *Cushion gas* previsto pela Transgás Armazenagem para a TGC-2 continua 26,0% abaixo dos custos reais verificados no projeto da RENC-4.

Outro aspeto a destacar da informação prestada pela REN Armazenagem diz respeito aos projetos das cavidades RENC-3 e RENC-5, que são apresentados pela primeira vez este ano. Com efeito, a ERSE salienta que a codificação dos projetos de investimento da REN Armazenagem, no que respeita à construção de novas cavidades, não está coerente com o submetido na proposta de PDIR 2011, devendo o operador tornar claro este aspeto.

Conforme referido, parte substancial dos investimentos apresentados pelos respetivos operadores para a infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço encontrava-se incluída nas propostas de PDIR submetidas em 2008 e 2011, tendo como fundamentação o reforço da segurança de fornecimento e a criação de capacidade de armazenamento disponível para a atividade comercial dos agentes de mercado. Com efeito, só a partir do início do ano de 2010 passou a existir oferta de capacidade de armazenamento para fins comerciais na infraestrutura do Carriço, em resultado da isenção da obrigação de constituição de reservas de segurança para os centros electroprodutores da Tapada do Outeiro e de Lares e motivado também pela entrada em exploração da RENC-4. A ERSE reconhece que a capacidade de armazenamento disponível no SNGN é limitada, no entanto, entende ser fundamental que o investimento proposto seja suportado por consultas aos agentes, que permitam aferir se este se encontra ajustado às necessidades efetivas do mercado.

Outro aspeto de particular relevância no que respeita às necessidades de capacidade de armazenamento no SNGN, diz respeito à publicação do Regulamento (EU) n.º 994/2010, de 20 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás natural. Este regulamento estabelece no seu artigo 8.º que os Estados Membros devem garantir o aprovisionamento de gás natural a um segmento de consumidores, denominado clientes protegidos, por um período de 30 dias de procura excepcionalmente elevada ou interrupção individual da maior infraestrutura de aprovisionamento. Entende-se por clientes protegidos os clientes domésticos ligados às redes de distribuição, podendo incluir, caso o Estado Membro assim o entenda, pequenas e médias empresas e

¹⁸ O custo integral apresentado no ano passado, para determinação das tarifas do ano gás 2011-2012, foi de 29,3 milhões de euros.

serviços essenciais de carácter social desde que, na sua totalidade, não ultrapassem 20% da procura de gás natural.

As disposições referidas no parágrafo anterior traduzem-se em obrigações de serviço público relativas ao armazenamento de gás natural no SNGN que, na globalidade, são inferiores às estabelecidas no Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho¹⁹, considerando, ainda, o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na nova redação que lhe é dada pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho. Por outro lado, o referido regulamento comunitário estabelece que o reforço das disposições de aprovisionamento para os clientes protegidos, para durações superiores a 30 dias, ou outra qualquer obrigação adicional imposta por razões de segurança do aprovisionamento de gás natural, deve ser sustentado numa avaliação de riscos a elaborar nos termos do artigo 9.º do mesmo diploma, devendo a mesma ser facultada à Comissão o mais brevemente possível. Pelas razões apontadas torna-se imperioso rever as obrigações de serviço público no que respeita às reservas de segurança de gás natural, devendo os investimentos propostos pelos operadores de armazenamento serem atualizados em conformidade.

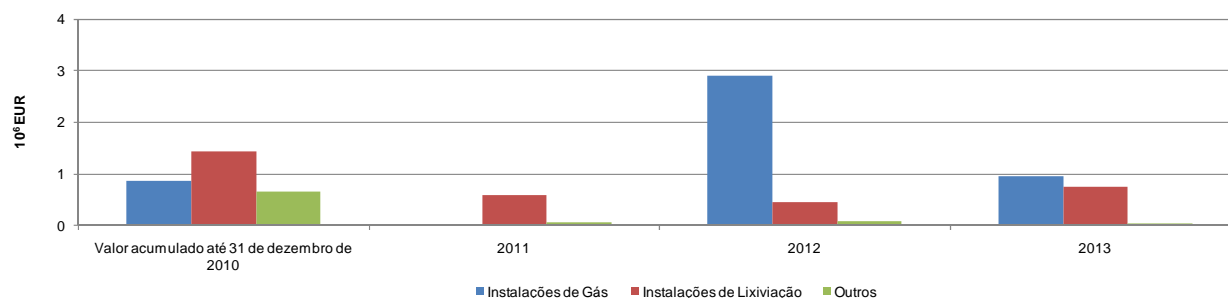
5.1.1 INVESTIMENTO NAS INSTALAÇÕES DE GÁS, INSTALAÇÕES DE LIXIVIAÇÃO E OUTROS

O investimento nas instalações de gás está associado aos processos de injeção e extração de gás natural das cavidades de armazenamento, incluindo o seu tratamento, análise e medição. O investimento nas instalações de gás comporta também outras rubricas, transversais à operação da infraestrutura, nomeadamente: sistemas elétricos, sistemas de controlo e segurança do processo, instrumentação, proteção catódica, sistemas de emergência e segurança, sistemas auxiliares e outros.

As instalações de lixiviação estão associadas à construção das cavidades de armazenamento, sendo compostas pelo equipamento de lixiviação, captação de água e rejeição de salmoura.

A Figura 5-3 apresenta a evolução do investimento nas instalações de gás, instalações de lixiviação e outros investimentos, para o período em análise.

¹⁹ O artigo 50.º, do Decreto-Lei n.º140/2006, de 26 de julho, estabelece a obrigação de constituição e manutenção de reservas de segurança, por parte dos agentes de mercado, de quantidades de gás natural não inferiores a 15 dias dos consumos não interruptíveis dos produtores de eletricidade em regime ordinário e 20 dias dos restantes consumos não interruptíveis.

Figura 5-3 – Evolução do investimento nas instalações de gás, instalações de lixiviação e outros

Fonte: REN Armazenagem

O investimento nas instalações de gás para o período em análise totaliza aproximadamente 4,76 milhões de euros, sendo o investimento nos equipamentos de análise e medida e no equipamento de injeção os mais expressivos, com montantes de 2,3 e 1,4 milhões de euros, respetivamente.

O investimento nas instalações de lixiviação para o período em análise ascende a 3,2 milhões de euros, dos quais a maior parcela corresponde aos montantes executados até 31 de dezembro de 2010. Importa ainda salientar que, nas estimativas apresentadas no relatório de análise de investimentos do ano passado, a REN Armazenagem orçamentava os investimentos para as instalações de lixiviação em 16,6 milhões de euros.

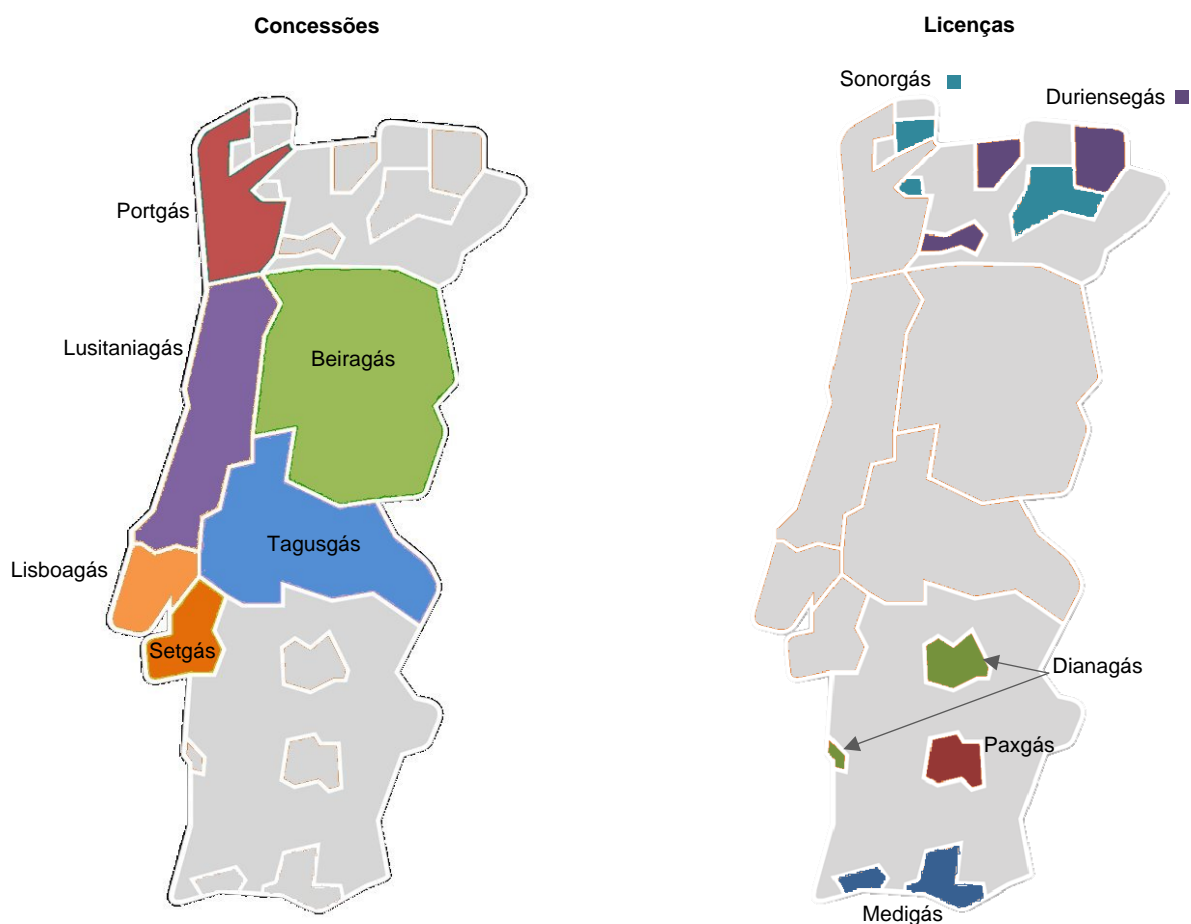
O custo real consolidado no final do ano de 2010, apresentado este ano para a determinação das tarifas de 2012-2013, tanto para as instalações de lixiviação como para as instalações de gás, é sensivelmente igual aos montantes executados até ao final de 2009 acrescidos dos montantes estimados para o ano 2010, de acordo com os dados apresentados no ano passado pela REN Armazenagem para a determinação das tarifas do ano gás 2011-2012.

6 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NA RNDGN

Neste capítulo é apresentada a análise dos investimentos para a RNDGN executados durante o ano de 2010, estimados para o ano de 2011 e previstos para os anos de 2012 e 2013, sendo que a previsão de 2012 inclui os orçamentos desagregados pelas principais rubricas de investimento.

Os investimentos foram apresentados pelos 11 operadores de distribuição, em atividade no SNGN, dos quais 6 desenvolvem a sua atividade em regime de concessão – Lisboagás, Setgás, Lusitaniagás, Portgás, Tagusgás e Beiragás – e os restantes 5 detêm licenças de distribuição local de gás natural – Medigás, Paxgás, Dianagás, Duriensegás e Sonorgás. A Figura 6-1 identifica as áreas geográficas de influência dos operadores de distribuição no território nacional.

Figura 6-1 – Áreas de influência dos operadores de distribuição em Portugal continental



6.1 INVESTIMENTOS EXECUTADOS NA RNDGN NO ANO DE 2009

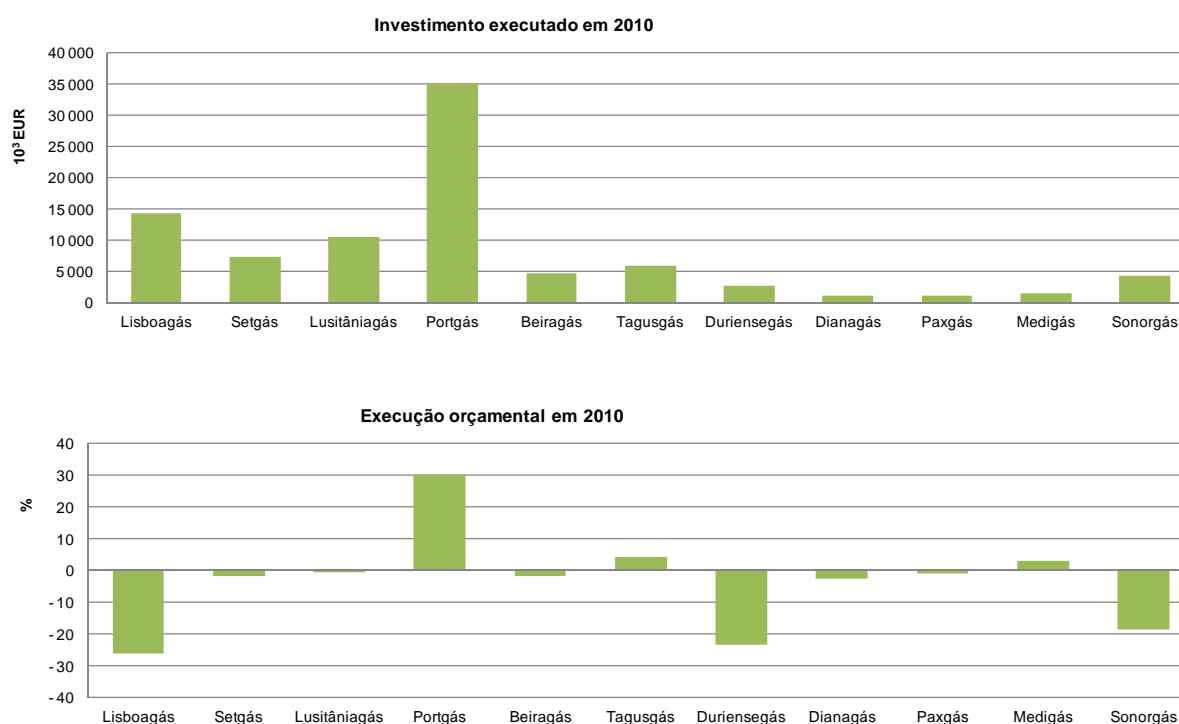
Neste subcapítulo são apresentadas e analisadas as execuções orçamentais para o ano 2010, com o detalhe da taxa de produção e dos custos unitários²⁰ para as principais rubricas de investimento.

6.1.1 EXECUÇÃO ORÇAMENTAL

Os operadores das redes de distribuição apresentaram os investimentos executados nas suas redes durante o ano de 2010, bem como os relatórios de execução desse ano para efeito de determinação das tarifas a aplicar para o ano gás 2012-2013.

A Figura 6-2 apresenta o investimento realizado em 2010 e a execução orçamental desse ano.

Figura 6-2 – Investimento realizado na RNDGN e execução orçamental do ano de 2010



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Da análise da figura anterior destacam-se os operadores das redes de distribuição, Lisboagás, Portgás, Duriensegás e Sonorgás, que registaram execuções orçamentais fora da gama de $\pm 10\%$ dos orçamentos previstos. No caso da Portgás o desvio orçamental de 30,1% deve-se essencialmente à

²⁰ Entende-se por custo unitário o montante despendido na produção de uma unidade física, sendo que esta unidade é característica do tipo de investimento em causa.

realização do investimento em redes de distribuição em BP, que face ao previsto, sofreu um agravamento de 205%. O desvio orçamental da LisboaGás (-26,1%) é motivado, essencialmente, pela menor realização dos investimentos na rubrica redes de distribuição em MP que, em termos reais, ficou 25% abaixo do previsto. A DurienseGás registou um desvio orçamental de -23,3% devido ao investimento nas redes de urbanização e UAGs, que registaram, respetivamente, diferenças de -18% e -55%. A Sonorgás registou um desvio orçamental de -18% é motivado, essencialmente, pela menor realização dos investimentos nas rubricas redes de distribuição em MP e UAG que, em termos reais, ficaram 19% e 64% abaixo do previsto respetivamente.

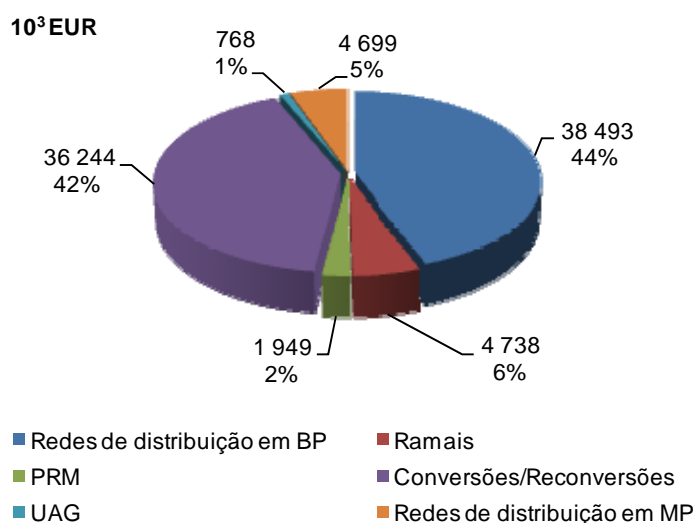
6.1.2 ANÁLISE DO INVESTIMENTO EXECUTADO

Os investimentos apresentados pelos operadores das redes de distribuição, relativos à execução do ano de 2010, distinguem as seguintes rubricas:

- Redes de distribuição em Média Pressão (MP) e Baixa Pressão (BP).
- Postos de Redução e Medição (PRM).
- Ramais.
- Conversões e reconversões.
- Unidades Autónomas de gás natural (UAG).

A Figura 6-3 apresenta, em termos globais, os investimentos executados pelos operadores das redes de distribuição para cada uma das rubricas enunciadas.

Figura 6-3 – Caracterização dos investimentos executados na RNDGN, ano gás 2010



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA PRESSÃO (MP)

Em 2010 apenas a Portgás, a Beiragás e a Setgás apresentaram investimentos na construção de rede de distribuição em MP.

O Quadro 6-1 caracteriza o investimento executado em redes de distribuição em MP no ano de 2010, discriminando a extensão da rede construída, os custos unitários e os custos totais apresentados pela Portgás e Beiragás.

Quadro 6-1 – Investimento executado nas redes de distribuição em MP, ano de 2010

	Portgás	Beiragás	Setgás
Extensão da rede (km)	25	1	6
Custo unitário (EUR/m.l.)	141	138	157
Custo total (10 ⁶ EUR)	3,486	0,136	0,988

Fonte: Grupo Galp e Portgás

Os investimentos da Portgás foram canalizados para a conclusão da construção da rede de abastecimento de gás natural do Vale do Sousa e de Viana do Castelo e para o abastecimentos de novos polos de consumo em Valença e Vila Nova de Cerveira. O custo unitário, executado em 2010, é 29% inferior ao apresentado no ano anterior.

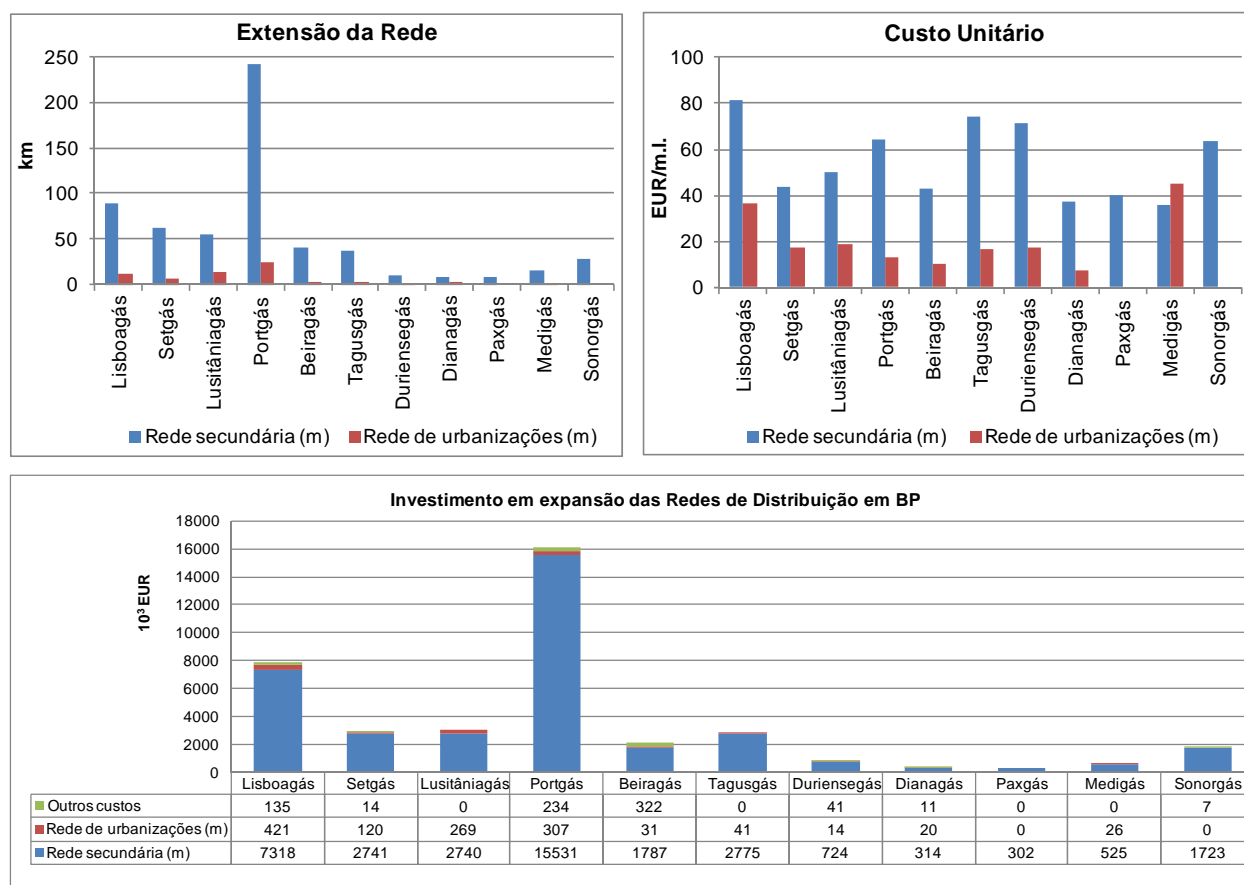
A Beiragás apresenta um investimento de menor monta (136 milhares de euros) que corresponde à continuação de um projecto que se iniciou em 2009 para o abastecimento de 2 clientes industriais no polo de Vila Velha de Ródão.

No caso da Setgás, o montante apresentado refere-se à construção de rede no concelho de Benavente e representa parte de um projecto que terá um total de 11 km.

REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP

A Figura 6-4 caracteriza o investimento executado em redes de distribuição em BP, no ano de 2010, discriminando a extensão da rede construída, os custos unitários e os custos totais, distinguindo as redes secundárias das redes de urbanizações.

Figura 6-4 - Caracterização do investimento executado em redes de distribuição em BP, para o ano de 2010



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Da análise da Figura 6-4 destaca-se a Portgás que construiu 242 km de rede secundária e 24 km de rede de urbanizações para abastecer novos concelhos, nomeadamente Vale do Sousa, Paços de Ferreira e Lousada. A Lisboagás, a Setgás e a Lusitaniagás, que, tal como a Portgás, se encontram na faixa litoral de Portugal, onde se concentram os maiores consumos de gás natural do segmento da distribuição, foram as entidades que apresentaram a maior extensão de rede de distribuição em BP construída.

Relativamente aos custos unitários das redes secundárias, estes variam entre 36 EUR/m.l. para a Medigás e 81 EUR/m.l. para a Lisboagás. A Duriensegás, a Sonorgás e a Lisboagás, em 2010, registaram um aumento significativo no custo unitário das suas redes face ao ano 2009. O custo médio real de construção de rede em BP, para o ano de 2010, foi de 57 EUR/m.l..

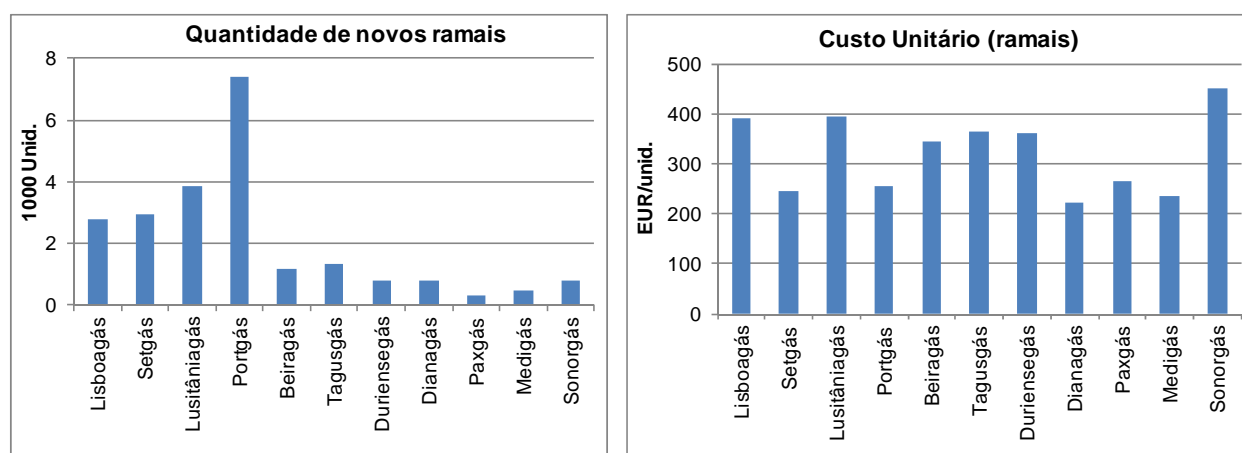
A Figura 6-4 distingue ainda as execuções em redes secundárias construídas no domínio público, das redes em urbanizações. Nas redes em urbanizações, as características construtivas são semelhantes às adotadas em qualquer rede de distribuição em BP, pelo que os custos unitários não deverão exceder os apresentados para as redes secundárias. Contudo, a construção de redes em urbanizações beneficia da

partilha de encargos entre o operador da rede e o promotor da urbanização, tendo-se constatado que os custos unitários suportados pelo primeiro são bastante inferiores aos custos unitários reais de construção de rede secundária. A Medigás foi a exceção, tendo custos unitários nas urbanizações superiores aos verificados nas redes secundárias no domínio público justificados, por um lado, pelo facto de apresentar os custos unitários mais baixos para as redes de secundárias e, por outro lado, pela pequena extensão das redes em urbanizações construídas em 2010.

RAMAIS

A Figura 6-5 caracteriza o investimento executado em ramais no ano de 2010, discriminando o número de ramais construídos e os respetivos custos unitários.

Figura 6-5 – Caracterização do investimento executado em ramais, para o ano de 2010



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

A Figura 6-5 permite constatar que a quantidade de ramais executados pelos operadores de distribuição detentores de concessão é substancialmente superior à executada pelas licenciadas o que, em termos genéricos, reflete as maiores densidades de edificado e a maior cobertura de rede nas áreas de influência das concessões.

O custo unitário médio ponderado relativo à construção de ramais é de 210 EUR/unid., com custos reais mínimos e máximos de 224 EUR/unid. e 451 EUR/unid., apresentados pela Dianagás e Sonorgás, respetivamente.

POSTOS DE REDUÇÃO E MEDIÇÃO (PRM)

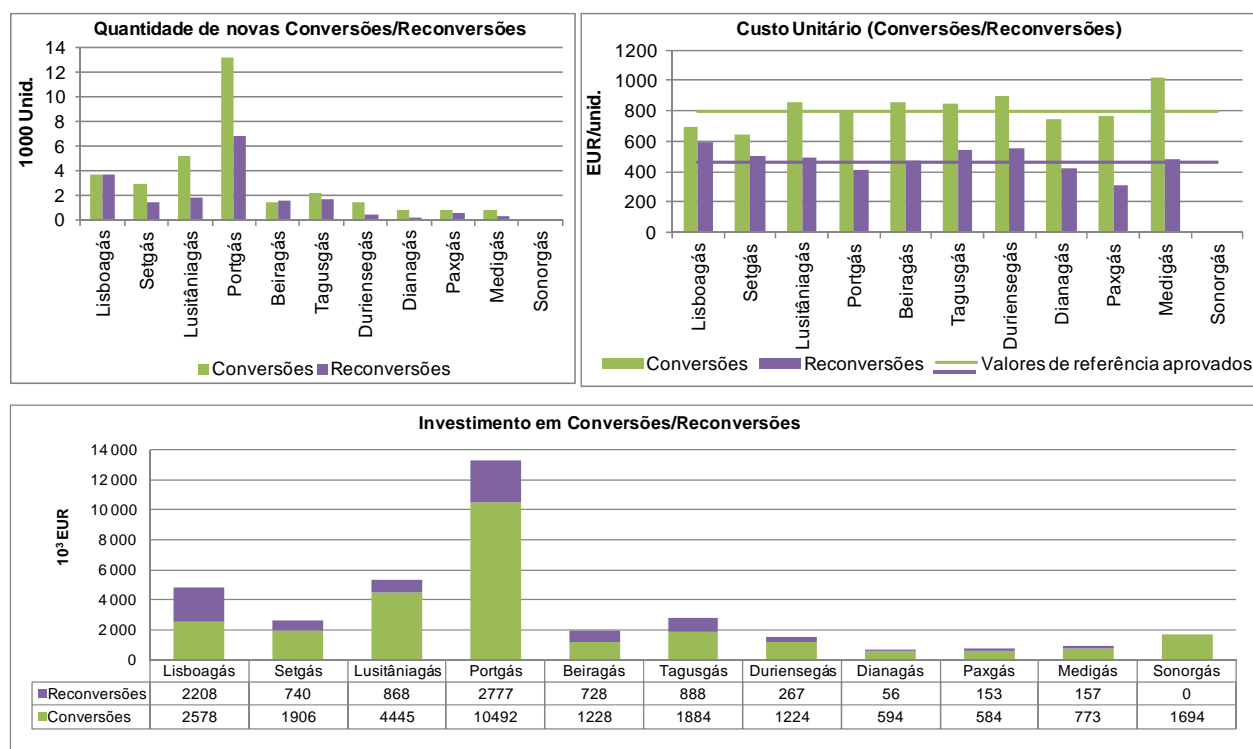
A Dianagás foi o único operador das redes de distribuição que apresentou investimentos na construção e integração de PRMs na rede durante o ano 2010, com um montante executado de 32 mil euros. No

entanto, com exceção da Tagusgás, as restantes empresas apresentaram execuções relativos à aquisição de redutores para a colocação a montante dos contadores nas instalações de utilização dos seus clientes.

CONVERSÕES E RECONVERSÕES

A Figura 6-6 caracteriza o investimento executado em conversões/reconversões, discriminando a quantidade de intervenções, os custos unitários e os custos totais.

Figura 6-6 – Caracterização do investimento executado em Conversões/Reconversões, no ano de 2010



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior permite destacar a execução da Portgás face a todos os restantes operadores. Com efeito, este operador executou 13 269 intervenções em instalações de utilização dos seus clientes, no ano de 2010, o que corresponde a 37% das conversões/reconversões executadas por todos os operadores.

O custo unitário médio ponderado relativo às conversões é de 787 EUR/unid., sendo que os valores mínimos e máximos foram executados pela Setgás e pela Medigás, com custos unitários reais de 640 EUR/unid. e 1024 EUR/unid., respetivamente.

Relativamente às reconversões, o custo unitário médio ponderado é de 480 EUR/unid., sendo que os valores mínimos e máximos foram executados pela Paxgás e pela Lisboagás com custos unitários reais de 309 EUR/unid. e 597 EUR/unid., respetivamente.

De acordo com o estabelecido no atual Regulamento de Relações Comerciais, os custos a aceitar para efeitos tarifários estão limitados aos valores de referência a publicar anualmente pela ERSE com as tarifas de gás natural. Desta forma, a figura apresenta também a comparação dos custos unitários de cada empresa executados em 2010 com os valores de referência aprovados pela ERSE, através da Diretiva n.º 2/2011/ERSE. No entanto, importa esclarecer que esta comparação é apenas ilustrativa e, só será válida para os investimentos que forem executados em 2012 nestas duas rubricas.

Na Figura 6-6 não foram apresentados dados sobre a produção e custos unitários da Sonorgás devido ao facto de estes não terem sido apresentados, com o detalhe necessário, nas execuções de 2010 desse operador.

UNIDADES AUTÓNOMAS DE GÁS (UAG)

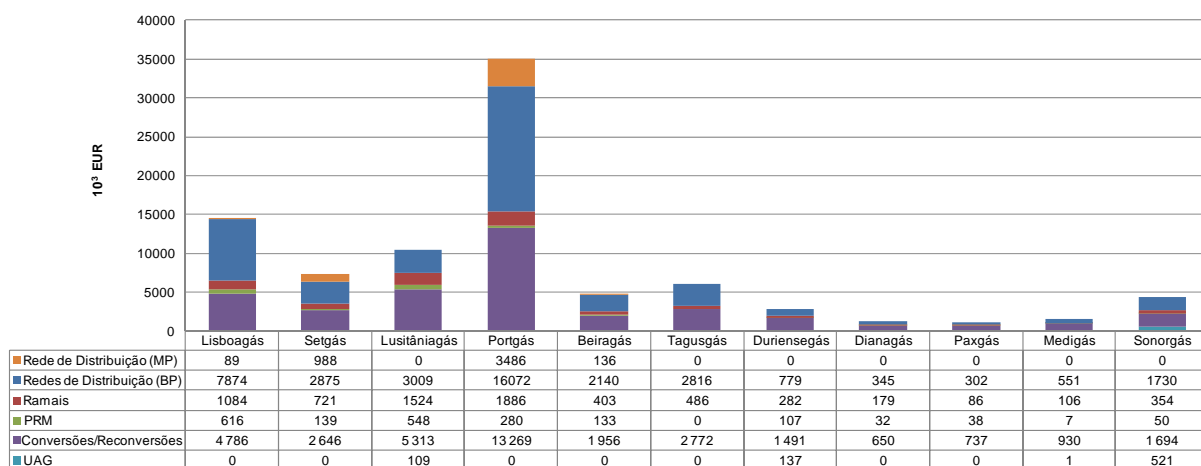
Durante o ano de 2010 foram apresentadas execuções em UAG's por parte da Sonorgás, da Duriensegás, da Medigás e da Lusitaniagás, tendo a Sonorgás apresentado o investimento mais expressivo, com um montante de 521 milhares de euros, relativo à aquisição de um novo reservatório de GNL para uma UAG no concelho de Mirandela. No caso da Lusitaniagás o montante de 109 milhares de euros apresentado é referente a investimentos numa nova UAG no concelho de Peniche. Os restantes dois operadores realizaram intervenções em UAG's existentes, com montantes de investimento substancialmente inferiores.

SÍNTESE DO INVESTIMENTO EXECUTADO NA EXPANSÃO DA RNDGN, PARA O ANO DE 2010

O investimento executado no ano de 2010 pelos operadores das redes de distribuição relativo à expansão da RNDGN totalizou 86,9 milhões de euros.

A Figura 6-7 apresenta o investimento executado na expansão da RNDGN, para o ano de 2010.

Figura 6-7 – Caracterização do investimento executado na expansão da RNDGN, para o ano de 2010, por operador de rede



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

O facto mais relevante da análise da Figura 6-7 é o peso das conversões/reconversões que, sendo um investimento em incorpóreo, assume valores próximos, e por vezes superiores²¹, aos verificados com a construção de rede de distribuição em BP. Para esta rubrica foi executado um investimento de 36,2 milhões de euros, representando 42% total executado em 2010 na RNDGN.

Destaca-se, ainda, o investimento da Portgás que representou 40,3% do montante global, executado em 2010, por todos os operadores de distribuição em atividade.

6.2 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS ORÇAMENTADOS PARA A RNDGN PARA O ANO DE 2012

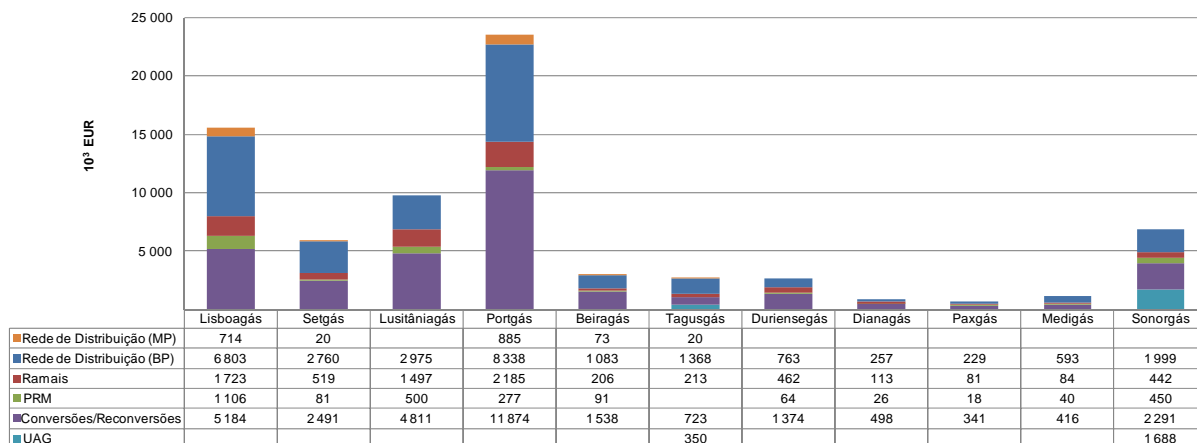
Os operadores das redes de distribuição apresentaram os investimentos previstos para a expansão das suas infraestruturas, para o ano de 2012, detalhando as principais rubricas de investimento, nomeadamente:

- Redes de distribuição em Média Pressão (MP) e Baixa Pressão (BP).
- Postos de Redução e Medição (PRM).
- Ramais.
- Conversões e reconversões.
- Unidades Autónomas de gás natural (UAG).

²¹ Lusitaniagás, Duriensegás, Dianagás, Medigás e Paxgás

A Figura 6-8 apresenta o investimento na expansão da RNDGN, previsto para o ano de 2012, detalhando as referidas rubricas.

Figura 6-8 – Caracterização do investimento na expansão da RNDGN, para o ano de 2012, por operador



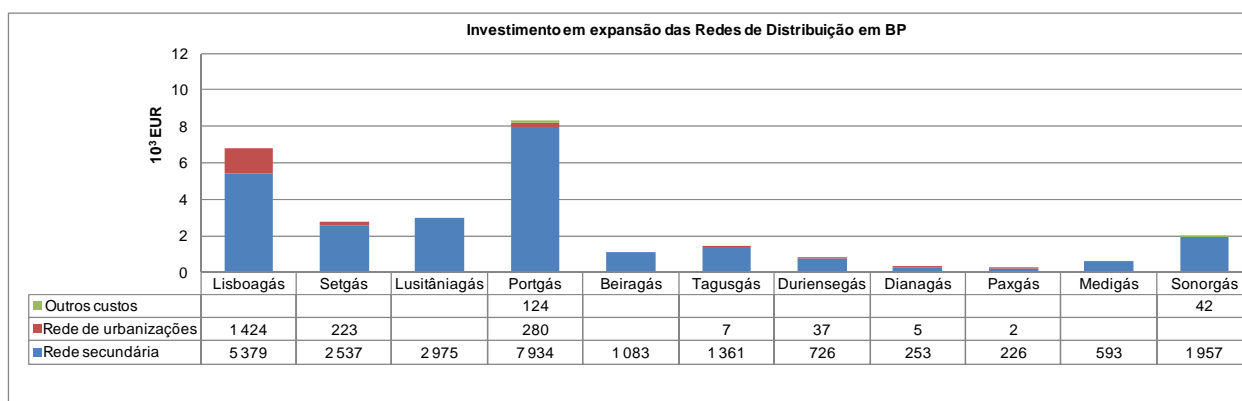
Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior permite observar uma concordância entre o investimento previsto para o ano de 2012 e o executado no ano de 2010. Com efeito, tanto a dimensão dos investimentos por operador como o peso relativo de cada uma das principais rubricas replicam a tendência observada no ano de 2010, com exceção dos investimentos previstos em redes de distribuição em MP e em UAG (ver Figura 6-7).

Assinala-se o elevado peso das distribuidoras LisboaGás, Lusitaniagás e Portgás que representam 67% do investimento total orçamentado para a RNDGN no ano de 2012. Por outro lado, a distribuidora Sonorgás destaca-se por apresentar o montante de investimento mais elevado logo após as distribuidoras referidas, ultrapassando a Setgás.

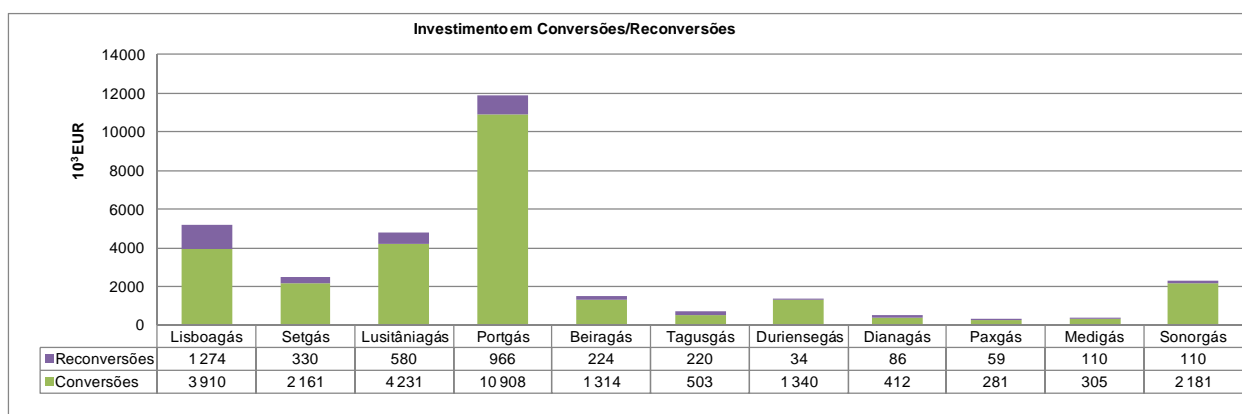
A Figura 6-9 e a Figura 6-10 apresentam o investimento em redes de distribuição em BP, desagregando as redes secundária, urbanizações e outros custos e o investimento em conversões/reconversões, respetivamente.

Figura 6-9 – Caracterização do investimento em redes de distribuição em BP, para o ano de 2012



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Figura 6-10 – Caracterização do investimento em Conversões/Reconversões, para o ano de 2012

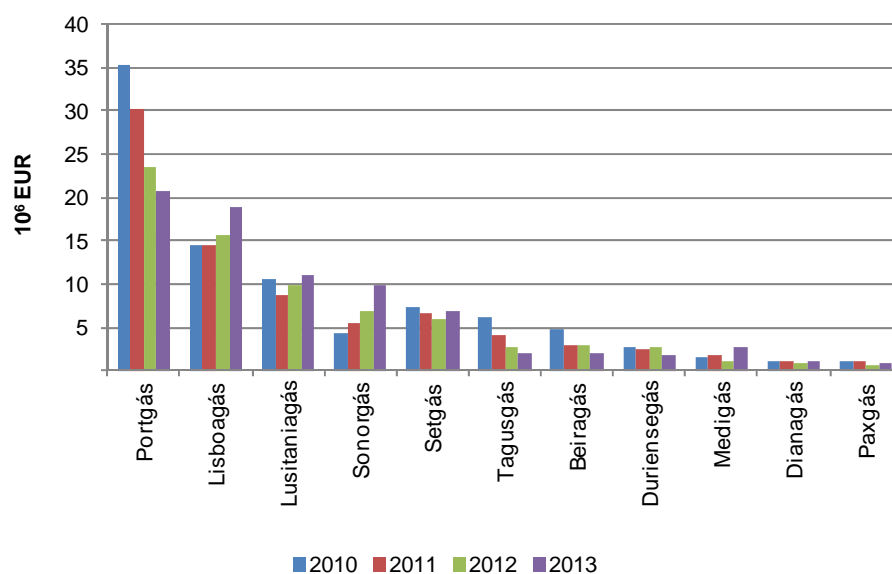


Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

6.3 SÍNTESE DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS PARA A RNDGN - ANOS DE 2010, 2011, 2012 E 2013

No presente subcapítulo é apresentada uma síntese dos investimentos dos operadores de rede de distribuição executados no ano de 2010, estimados para o ano de 2011 e previstos para 2012 e 2013. A Figura 6-11 apresenta a evolução dos investimentos nas redes de distribuição, por operador, para o período identificado.

Figura 6-11 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição, para os anos de 2010, 2011, 2012 e 2013

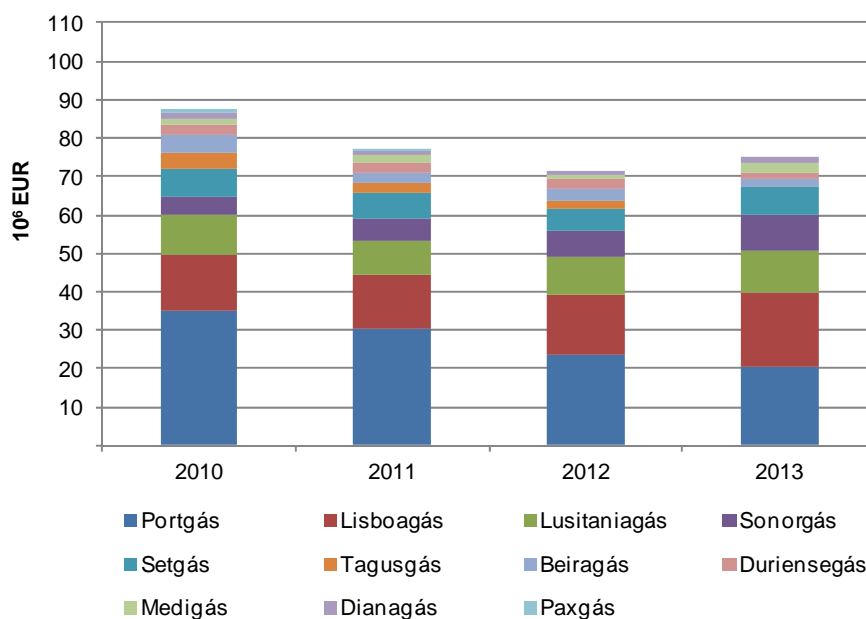


Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

A análise da Figura 6-11 permite constatar uma tendência para a estabilização ou diminuição dos investimentos para a maioria dos operadores de distribuição, o que reflete a maturidade das respetivas concessões e licenças. A Lisboagás e a Sonorgás, constituem a exceção, sendo de assinalar o caso da Sonorgás que, sendo o operador mais recente no SNGN, aponta um crescimento sucessivo do investimento ao longo dos quatro anos em análise.

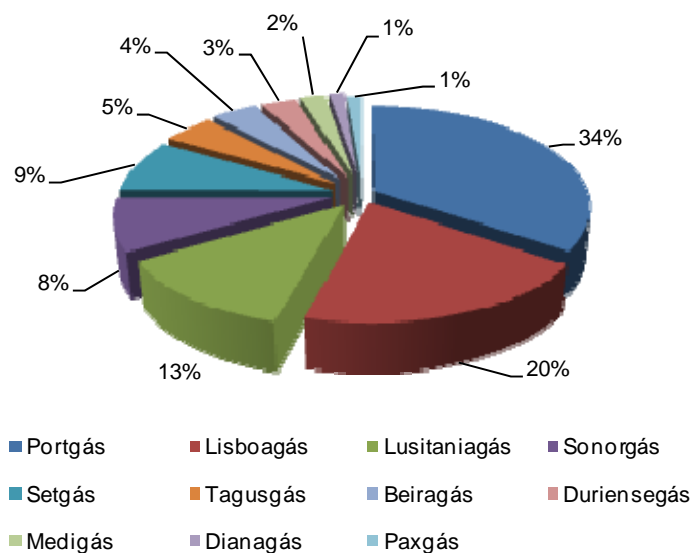
A Figura 6-12 e a Figura 6-13 apresentam a evolução do valor global dos investimentos na RNDGN e a repartição dos mesmos por operador, respetivamente, para o quadriénio em análise.

Figura 6-12 – Evolução do valor global dos investimentos na RNDGN, para os anos de 2010, 2011, 2012 e 2013



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Figura 6-13 – Repartição dos investimentos previstos para a RNDGN, para os anos de 2010, 2011, 2012 e 2013, por operador de rede de distribuição



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

7 CONCLUSÕES

No presente capítulo apresentam-se as conclusões da análise dos investimentos previstos pelos operadores das infraestruturas do SNGN, para efeitos da determinação das tarifas a aplicar no ano gás 2012-2013. Nesta análise distinguiram-se os projetos de carácter estruturante, relativos à expansão da RNTIAT, dos projetos de curto prazo, referentes à expansão das redes de distribuição e intervenções ao nível da rede de alta pressão existente.

Os projetos de carácter estruturante, designadamente os grandes projetos de expansão da RNTGN (estação de compressão e gasodutos novos), a expansão do Terminal de GNL de Sines e o reforço da capacidade de armazenamento da infraestrutura do Carriço, pelas suas dimensões e objetivos assumidos, estão claramente enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho e do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na nova redação que lhe é dada pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho. Com efeito, estes diplomas estabelecem que estes projetos devem ser aprovados pelo Ministro responsável pela área da energia, em sede de PDIRGN, devendo ainda, pela sua importância e impacto, ser submetidos a consulta pública.

A análise da ERSE aos investimentos apresentados pelos operadores do SNGN, para a determinação das tarifas do ano gás 2012-2013, decorre num contexto diferente da aprovação do PDIRGN²², assumindo como válidas as opções de investimento que sejam aprovadas nesse documento. A ERSE salienta ainda que, ao contrário do sucedido com a proposta de PDIR submetida pelo grupo REN em 2008, nota-se presentemente uma maior coerência e coordenação entre os investimentos apresentados este ano para a determinação de tarifas e a versão do PDIRGN de 2011 proposto também pela REN. Sobre esta matéria a ERSE destaca os seguintes aspetos:

1. Verificou-se uma dilação temporal de dois anos, de dezembro de 2016 para dezembro de 2018, relativamente à entrada em exploração dos projetos referentes aos gasodutos Carriço-Cantanhede (Lote 10), à duplicação do gasoduto entre Coimbra e Viseu (Lote 11) e à estação de compressão prevista para a terceira interligação a Espanha.

Relativamente ao gasoduto Mangualde-Fronteira espanhola (Lote 9), correspondente à terceira interligação, a previsão para entrada em exploração passa de dezembro de 2015 para dezembro de 2018, ou seja, verificou-se um adiamento de três anos.

Este facto é coerente com o adiamento de outros projetos importantes, desta feita do lado da procura, como por exemplo a ligação à futura central de ciclo combinado de Sines da Galp Energia, cuja entrada em exploração passou de 2012 para 2015.

A ERSE salienta também que este facto vai ao encontro da posição por si tomada no parecer que realizou, no ano passado, relativamente à proposta de PDIRGN apresentada pela REN. Com efeito,

²² Plano de Desenvolvimento de Investimentos da RNTIAT

dado o contexto atual da economia portuguesa, a ERSE subscreve por inteiro a prudência da REN Gasodutos ao rever os seus planos de investimento, ajustando a aumento da oferta de capacidade de entrada no SNGN ao adiamento da entrada em serviço das novas centrais de ciclo combinado de Sines e Lavos.

2. Para o projeto de expansão do terminal de GNL de Sines, cuja entrada em exploração se prevê para o segundo semestre de 2012, é apresentada uma estimativa de 164,2 milhões de euros que, previsivelmente deverá corresponder ao custo final do projeto.

Se excetuarmos a primeira estimativa da REN Atlântico, apresentada na proposta de PDIR de 2008, com um montante de 100 milhões de euros, é de assinalar o facto de não se terem registado variações nos montantes estimados ao longo dos três anos em que o projeto tem vindo ser concretizado.

A ERSE assinala ainda que, tendo em conta as características do projeto, nomeadamente a capacidade do novo reservatório de GNL (150 000 m³), o reforço da capacidade de regaseificação de 5,26 bcm/ano²³ para cerca de 8,5 bcm/ano²⁴ e a construção de uma nova baía de enchimento de camiões cisterna, foi possível comparar o custo total previsto pela REN Atlântico face aos valores de referência adotados no sistema de gás natural espanhol para obras similares. Assim, o custo aceite no sistema de gás natural Espanhol, por aplicação de custos de referência, aponta para um mínimo de 169,5 milhões de euros o que, tendo em conta a atualização deste montante de 2010 para o ano 2012 e atendendo a eventuais acréscimos relativos à obra civil não acrescidos, mas também previstos no enquadramento regulamentar espanhol, poder-se-á antever um custo final do projeto de Sines um pouco abaixo dos montantes previstos em Espanha para obras similares.

3. No que respeita ao armazenamento subterrâneo do Carriço continua a notar-se um desajustamento do investimento, por excesso, face às necessidades do SNGN previsíveis nesta data.

Com efeito, a publicação do Regulamento (EU) n.º 994/2010, de 20 de outubro, designadamente o seu artigo 8.º estabelece de forma clara que os Estados Membros devem garantir o aprovisionamento de gás natural a um segmento de consumidores, denominado clientes protegidos, por um período de 30 dias de procura excecionalmente elevada ou interrupção individual da maior infraestrutura de aprovisionamento. O mesmo diploma define os clientes protegidos como os domésticos ligados às redes de distribuição, podendo ser incluídos, caso o Estado Membro assim o entenda, pequenas e médias empresas e serviços essenciais de carácter social desde que, na sua totalidade, não ultrapassem 20% da procura de gás natural. Este regulamento comunitário estabelece, ainda, que o reforço das disposições de aprovisionamento para os clientes protegidos, para durações superiores a 30 dias, ou outra qualquer obrigação adicional imposta por razões de segurança do aprovisionamento de gás natural, deve ser sustentado numa avaliação de riscos a

²³ Aproximadamente 600 000 m³(n)/h (900 000 m³(n)/h nas pontas)

²⁴ Aproximadamente 970 000 m³(n)/h (1 350 000 m³(n)/h nas pontas)

elaborar nos termos do seu artigo 9.º, devendo a mesma ser facultada à Comissão o mais brevemente possível. É ainda claro neste diploma que as regulamentações nacionais sobre segurança de abastecimento não devem constranger o funcionamento dos mercados, ou seja, as obrigações de serviço público não devem recair sobre todos os consumidores e, para os de maior expressão, não lhes deve ser limitada a opção de escolha sobre a forma com salvaguardam o seu fornecimento de gás.

Tendo em conta o exposto, as obrigações de serviço público estabelecidas no Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho devem ser revistas, devendo os investimentos propostos pelos operadores de armazenamento serem atualizados em conformidade.

A ERSE entende que as obrigações de serviço público não são o único *driver* para o investimento em capacidade de armazenamento subterrâneo, havendo ainda que considerar a necessidade de acomodar as estratégias comerciais dos agentes de mercado. Porém, para esta componente de armazenamento haverá que implementar outras ferramentas que permitam concluir que o nível do investimento é o adequado, nomeadamente as consultas aos agentes de mercado ou os *open season*, evitando-se dessa forma o risco de se investir em capacidade excedentária ou ociosa.

Relativamente aos investimentos previstos numa perspetiva de curto prazo, sem o carácter estruturante dos grandes projetos de expansão da RNTIAT, a ERSE constatou que os projetos apresentados este ano, para a determinação das tarifas do ano gás 2012-2013, correspondem genericamente ao previsto nos anos anteriores.

No que respeita à análise dos projetos de investimento para a RNTGN, relativos às intervenções na rede existente, importa salientar os seguintes aspetos:

4. Verificou-se que os investimentos nos gasodutos existentes estão concentrados até ao final do ano 2011, representando 96,6% do montante total apresentado para este tipo de investimentos, o que significa uma expressão cada vez menor destas intervenções quando comparadas com os projetos de expansão da RNTGN previstos para os próximos anos.
5. Destaca-se também o adiamento da construção da ligação da futura central de ciclo combinado de Sines, da Galp Energia, conforme já referido anteriormente.

Sobre esta matéria, a ERSE salienta que, de acordo com o novo enquadramento regulamentar, a ligação de instalações de clientes à rede de transporte, sendo objeto de acordo entre o requisitante e o operador da rede de transporte, está sujeito à homologação da ERSE, conforme estabelecido no n.º 2 do artigo 102.º do RRC. Assim, e nos termos do n.º 4 do mesmo artigo, devem as partes remeter à ERSE toda a informação que fundamentou a decisão de repartição de encargos e a definição das condições para o estabelecimento das ligações.

Relativamente ao investimento previsto para a RNDGN, a ERSE salienta os seguintes aspetos:

6. Foram apresentados pelos operadores de distribuição execuções num montante total de 89,5 milhões de euros, para o ano civil de 2010, devidamente sustentadas por relatórios de execução orçamental.

Na expansão da RNDGN, estão previstos investimentos no montante total de 229,5 milhões de euros para os anos 2011, 2012 e 2013.

A ERSE reconhece a boa qualidade da informação prestada pelos operadores de distribuição em termos de custos, sublinhando, contudo, que a expansão das redes deverá merecer um suporte técnico económico mais adequado. Com efeito, assinala-se a necessidade de implementar o que se encontra estabelecido quanto aos planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição previstos no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na nova redação que lhe é dada pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho.

7. Foram analisados os custos unitários (investimento/produção), relativos às rubricas de investimento apresentadas para as infraestruturas da RNDGN, para os operadores de distribuição intervenientes no SNGN, executadas no ano civil 2009.

A ERSE considera que os custos unitários, dos investimentos executados em 2010, para a construção das redes de distribuição em BP, dos ramais e das conversões/reconversões apresentados pelos operadores de distribuição, deverão, no futuro, apresentar maior convergência no conjunto das empresas reguladas.

Sobre as conversões/reconversões a ERSE sublinha o disposto no n.º2 e na alínea c) do n.º3 do artigo 104.º do RRC, nos quais se estabelece que os custos aceites para estes investimentos serão limitados a 95% dos valores de referência fixados anualmente. Como tal, a partir do próximo ano deixarão de ser aceites os custos apresentados que excedam os custos de referência então em vigor, sendo que a prestação de informação dos operadores de distribuição deverá ser ajustada por forma a evidenciar de forma clara o cumprimento destas disposições.

ANEXO

I. SIGLAS

AP - Alta Pressão

BP - Baixa Pressão

EPC - Engineering, Procurement and Construction (Projeto chave na mão)

GNL - Gás Natural Liquefeito

GRMS - Estação de Regulação e Medida (*Gas Regulating and Metering Station*)

ICJCT – Estação de derivação sem válvula de seccionamento (*IC Junction Station*)

JCT – Estação de derivação (*Junction Station*)

MIBGÁS - Mercado Ibérico de Gás Natural

MP - Média Pressão

PDIR -Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT

PRM - Posto de Regulação e Medida

RARII - Regulamento de Acesso às redes, às Infraestruturas e às Interligações

RNDGN - Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural

RNTGN - Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

RNTIAT - Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL

RPGN – Rede Publica de Gás Natural

RRC – Regulamento de Relações Comerciais

RT - Regulamento Tarifário

SNGN - Sistema Nacional de Gás Natural

UAG - Unidade Autónoma de Gás Natural