

**PARECER ÀS PROPOSTAS DO PLANO DE
DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL
PARA O PERÍODO 2015-2019
(PDIRD GN 2015-2019)**

Junho 2015

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

1	SUMÁRIO EXECUTIVO E ENQUADRAMENTO	1
1.1	Enquadramento legislativo.....	1
1.2	Sumário executivo	2
1.2.1	Análise das propostas de PDIRD GN 2015-2019 por temas.....	2
1.2.2	Conclusões por propostas de PDIRD GN 2015-2019	5
2	INFORMAÇÃO RECEBIDA (BREVE DESCRIÇÃO SOBRE A INFORMAÇÃO RECEBIDA E AVALIAÇÃO SOBRE A QUALIDADE DA MESMA)	9
2.1	Requisitos mínimos relativamente ao conteúdo das propostas de PDIRD GN	10
2.2	Apreciação sumária ao conteúdo das propostas de PDIRD GN 2015-2019	16
3	CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL	17
4	APRESENTAÇÃO DAS PROPOSTAS DO PDIRD GN 2015-2019	23
4.1	Caracterização do investimento proposto.....	23
4.1.1	Proposta de PDIRD GN 2015-2019 do grupo Galp Energia.....	25
4.1.2	Proposta de PDIRD GN 2015-2019 da EDP Gás Distribuição	29
4.1.3	Proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Tagusgás	32
4.1.4	Proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Sonorgás.....	34
4.1.5	Caracterização das intervenções apresentadas nas propostas de PDIRD GN 2015-2019.....	36
4.1.6	Custos específicos do investimento.....	39
4.1.6.1	Rede secundária e Ramais	39
4.1.6.2	Conversões/reconversões	41
4.1.7	Apreciação sumária e comentários ao investimento proposto	44
4.2	Evolução da procura de gás natural	45
4.2.1	Introdução.....	45
4.2.2	Informação recebida.....	54
4.2.3	Cenário macroeconómico	55
4.2.4	Evolução procura de gás natural 2010-2014 e previsões 2015-2019	60
4.3	Indicadores apresentados pelos operadores nas propostas de PDIRD GN 2015-2019.....	68
5	IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS (RESULTANTE DO INCREMENTO DO CAPEX E DO OPEX RESULTANTES DOS DIFERENTES CENÁRIOS APRESENTADOS)	77
5.1	ANÁLISE DOS IMPACTES DOS INVESTIMENTOS TARIFÁRIOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD 2015.....	97

1 SUMÁRIO EXECUTIVO E ENQUADRAMENTO

1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO

Em cumprimento ao estabelecido no n.º 1 do artigo 12.º- C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, os operadores de redes de distribuição de gás natural¹ apresentaram à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), quatro propostas² de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Rede de Distribuição para o período 2015-2019 (PDIRD GN 2015-2019).

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE as propostas recebidas, cabendo a esta entidade, nos termos do n.º 5 do artigo 12.º- C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, promover uma consulta pública aos seus conteúdos, com a duração de 30 dias.

Deste modo, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a consulta pública, as propostas submetidas de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Rede de Distribuição para o período 2015-2019, que decorreu entre os dias 24 de março e 6 de maio do corrente ano.

Findo o período da consulta pública, nos termos dos números 5 e 6 do artigo 12.º- A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, compete à ERSE emitir um parecer sobre as propostas de PDIRD GN 2015-2019. Este processo é bianual permitindo uma análise contínua e atenta sobre a evolução das principais condicionantes justificativas dos planos de investimentos de cada um dos operadores de rede de distribuição.

¹ Setgás, LisboaGás, Lusitaniagás, EDP Gás Distribuição (Portgás), Tagusgás, Beiragás, Medigás, Paxgás, Dianagás, Duriensegás e Sonorgás.

² Foram apresentadas propostas pela EDP Gás Distribuição (Portgás), Tagusgás, Sonorgás e pelo Grupo Galpenergia que, em um documento único, reuniu as propostas dos operadores de distribuição de gás natural do grupo, designadamente a Setgás, a LisboaGás, a Lusitaniagás, a Beiragás, a Medigás, a Paxgás, a Dianagás e a Duriensegás.

1.2 SUMÁRIO EXECUTIVO

O processo de definição e de aprovação dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural para o período 2015-2019 (PDIRD GN 2015-2019) reveste-se de um carácter pioneiro por ser o primeiro, para as redes de distribuição de gás natural, que se segue à publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que procedeu à terceira alteração do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

Com exceção dos operadores da rede distribuição (ORD) pertencentes ao grupo Galp, cada ORD apresentou uma proposta de PDIRD GN 2015-2019. Os operadores da rede de distribuição do grupo Galp apresentaram um único documento no qual constam as respetivas propostas de planos de investimentos.

Deste modo, foram rececionadas quatro propostas de PDIRD GN 2015-2019, para a Sonorgás, a EDP Gás distribuição, a Tagusgás e os ORD do grupo Galp.

Este capítulo apresenta uma análise conjunta para as diferentes propostas de PDIRD GN 2015-2019 desagregada por temas, com a exceção das conclusões, propriamente ditas, que são divididas por propostas de PDIRD GN 2015-2019. Os pontos, cujas análises são efetuadas conjuntamente, dizem respeito à i) informação constante das propostas de planos de investimento analisadas, ii) estratégias e perspetivas de evolução do consumo e, finalmente, iii) impacte tarifário subjacente a estas propostas de planos.

1.2.1 ANÁLISE DAS PROPOSTAS DE PDIRD GN 2015-2019 POR TEMAS

Informação constante das propostas de planos de investimento analisadas

Pelo seu carácter pioneiro, o processo de definição e de aprovação dos PDIRD GN 2015-2019 subentende a existência de uma margem de aprendizagem para todos os intervenientes, em especial para os operadores de rede de distribuição, no que diz respeito ao enquadramento e sustentação económica e técnica das suas propostas de PDIRD GN 2015-2019. Este facto foi salientado na consulta pública às propostas de PDIRD GN 2015-2019 lançada pela ERSE, nos termos da legislação em vigor, na qual se destacam as questões associadas à relevância da informação necessária para permitir uma correta avaliação das propostas de PDIRD GN 2015-2019, em termos técnicos, económicos e estratégicos.

Os comentários rececionados partilham da preocupação da ERSE quanto à qualidade e ao detalhe da informação constante dos PDIRD GN 2015-2019 necessários para averiguar se os mesmos respondem corretamente às necessidades legalmente definidas. Recorde-se que segundo o artigo 12.º B do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, os PDIRD GN devem estar de acordo com o PDIRGN

(Plano decenal indicativo de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL) e que devem assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de gás natural, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, no âmbito do mercado interno de gás natural.

Neste quadro, importará registar que a informação disponibilizada pelas propostas de PDIRD GN 2015-2019 é muito reduzida e desajustada para o cumprimento dos objetivos pretendidos.

Nenhuma proposta contempla a quantificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento, nem os resultados dos critérios utilizados na seleção dos investimentos. As propostas são igualmente omissas no que diz respeito às fundamentações das perspetivas de evolução da procura e das variáveis económicas e setoriais que as poderão condicionar. Para além da incorporação destes dados, a ERSE recomenda que, no futuro, as propostas realizadas sigam uma estrutura semelhante, de modo a garantir a coerência e a comparabilidade das futuras propostas de PDIRD. As propostas de PDIRD GN deverão igualmente analisar a conjuntura económica prevista, incluindo, preferencialmente, análises da conjuntura regional de atuação do ORD, bem como evidenciar as potencialidades existentes nas áreas de concessão em termos de penetração do consumo de gás natural.

Por outro lado, os ORD apresentam propostas de PDIRD GN demasiado agregadas, para as quais não é perceptível a articulação entre as grandes tendências das propostas e a sua concretização nos projetos de investimento. Esta situação cria dificuldades ao nível da avaliação do mérito das propostas e, caso forem aprovadas, não permite a sua futura supervisão de forma adequada. Neste particular, a ERSE apresenta ao longo do Parecer um conjunto de pontos concretos que considera indispensáveis que venham a ser considerados nas próximas edições das propostas de PDIRD GN.

Em suma, as propostas de PDIRD GN deverão ter em consideração o facto de que serão submetidas a consulta pública e que, por isso, devem possibilitar a todos os agentes intervirem de forma a melhor contribuir para a definição dos investimentos necessários à RNDGN. Deste modo, estes documentos deverão permitir ultrapassar a assimetria de informação existente entre os operadores da rede distribuição e os restantes agentes quanto à caracterização da atividade de distribuição de gás natural.

Finalmente, importa sublinhar que, apesar de competir à ERSE promover as consultas públicas relativas às propostas de PDIRD GN que são submetidas pelos ORD, a ERSE não deve completar as propostas de PDIRD GN com informação que por eles não é prestada nestes documentos, no decorrer do processo de consulta pública. Uma intervenção dessa natureza por parte da ERSE, para além de extravasar as suas competências, é questionável, já que poderá enviesar tanto os objetivos pretendidos pelos ORD, os próprios resultados da consulta pública.

Estratégias e perspetivas de evolução do consumo

Apesar das estratégias seguidas em termos de nível de investimento serem pouco fundamentadas, elas são relativamente claras quando comparadas com o nível de investimento observado no passado.

No período compreendido entre 2010 e 2013³, o nível de nível de investimento diminuiu em cerca de 46%, enquanto nesse mesmo período, o gás natural distribuído nas redes de distribuição quase estagnou. As propostas de PDIRD GN 2015-2019 apontam para um nível de investimento, no seu conjunto, inferior ao nível de investimento atingido no final desse período, estabilizando a esse nível durante os 5 anos em análise. Esta tendência não se apresenta da mesma forma nas quatro propostas de PDIRD GN 2015-2019. Verifica-se um aumento do nível de investimento em alguns ORD, em especial na EDP Gás Distribuição e na Sonorgás em 2015 e em 2016, enquanto outros ORD, designadamente os pertencentes ao grupo Galp, continuam a sua trajetória de abrandamento. Registe-se que apesar do gás natural distribuído pela EDP Gás Distribuição representar apenas cerca de 40% do gás natural distribuídos pelos ORD do Grupo Galp, o nível médio anual de investimento constante da proposta de PDIRD GN 2015-2019 é superior ao dos 8 ORD do grupo Galp.

O nível de investimentos previsto sustenta-se num crescimento do nível de procura e do número de pontos de abastecimento, sendo que a Sonorgás, a Tagusgás e a EDP Gás Distribuição são as empresas que apresentam as previsões mais otimistas. Os ORD do grupo Galp, em termos agregados, são mais pessimistas nas previsões de gás natural distribuído, prevendo apenas uma ligeira recuperação do consumo de gás entre 2014 e 2019, com a quantidade de gás natural distribuído em 2019 abaixo do valor verificado em 2010. No entanto no seu conjunto, o nível de consumo previsto nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 corresponde a cerca de 26 TWh, ligeiramente acima dos valores máximos de 2010.

No que diz respeito à evolução dos pontos de abastecimento, as previsões de crescimento dos pontos de abastecimento são mais acentuadas do que as da energia em todas as propostas de PDIRD GN 2015-2019, em especial no caso da Sonorgás e da EDP Gás Distribuição. O maior crescimento dos pontos de abastecimento do que a energia subentende um menor consumo unitário dos novos consumidores ligados à rede e, conseqüentemente, um maior custo de investimento por unidade adicional de gás natural distribuído.

Assim, pese embora a contenção do nível de investimento previsto, o seu impacte face ao atual quadro socioeconómico, é incerto. Neste quadro, em prol da garantia da sustentabilidade do SNGN considera-se positiva a contenção do grupo empresarial com maior número de ORD, ao decidir manter a linha de tendência que tem caracterizado a sua atuação nos últimos anos.

³ Último ano para o qual a ERSE dispõe de dados fechados e auditados

Impactes tarifários subjacentes a estes planos

Os possíveis impactes tarifários decorrentes das propostas de PDIRD GN 2015-2019 dependem da evolução da procura de gás natural. Os cenários apresentados pelos ORD apontam, no seu conjunto, para uma diminuição da tarifa de Uso da Rede Distribuição de 5,3% em 2019.

Num cenário mais conservador, para o qual se perspectiva que o nível de consumo iguale o nível de consumo atual, as propostas de investimento constantes do PDIRD GN 2015-2019 levariam no seu conjunto a um aumento da tarifa de Uso da Rede Distribuição de 1,7% em 2019.

Adicionalmente importa relevar o diferencial acentuado que se observa entre os proveitos permitidos a cada ORD na atividade de distribuição de gás natural e a faturação associada à aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição únicas a nível nacional. No período em análise estes diferenciais associados às compensações tarifárias entre os vários ORD reduzem-se, continuando apesar disso a assumir valores elevados para algumas situações.

1.2.2 CONCLUSÕES POR PROPOSTAS DE PDIRD GN 2015-2019

EDP Gás Distribuição

Tal como no caso dos restantes ORD, a proposta de PDIRD GN 2015-2019 da EDP Gás Distribuição apresenta lacunas que devem ser colmatadas, destacando-se o facto de não serem apresentados os pressupostos associados à conjuntura regional de atuação deste ORD, nem as potencialidades existentes nas áreas de concessão em termos de penetração do consumo de gás natural.

Por outro lado, importaria que esta proposta de PDIRD GN incluísse, igualmente, a quantificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento, os resultados dos critérios utilizados na seleção dos investimentos e, finalmente, apresentasse a sua caracterização por projeto de investimento.

No que respeita a custos específicos do investimento, a EDP Gás Distribuição apresenta montantes para a construção de redes e ramais alinhados com as execuções orçamentais do ano 2013 e anos anteriores. Porém, nas intervenções para construção/adaptação das instalações de utilização dos consumidores (conversões/reconversões), a EDP Gás Distribuição apresenta na sua proposta de PDIRD GN 2015-2019 custos unitários que excedem os valores de referência estabelecidos no n.º 2 do artigo 112.º do Regulamento das Relações Comerciais (RRC). Assim, a ERSE considera que a proposta de PDIRD GN 2015-2019 da EDP Gás Distribuição deve ser revista em conformidade relativamente a este aspeto.

No caso particular da EDP Gás Distribuição, as lacunas apontadas em termos de informação são relevantes porque a proposta de PDIRD GN 2015-2019 deste ORD incorpora um dos cenários mais otimistas em termos de evolução do consumo de gás natural na sua área de concessão, que pode, pela

dimensão desta empresa, conduzir a desvios significativos em termos tarifários. Por isso, recomenda-se uma melhor fundamentação dos investimentos, bem como a possibilidade de alargar a concretização dos objetivos apresentados na proposta de PDIRD GN 2015-2019 referente a este operador.

ORD do grupo Galp

No caso das propostas de PDIRD GN 2015-2019 dos ORD do grupo Galp, a falta de qualidade da informação que fundamenta este plano é mais evidente do que nos restantes casos. Para além de não existir qualquer fundamentação económica a nível nacional, bem como ao nível regional, isto é, por área de concessão / licença, que sustente estes planos, as propostas de PDIRD GN 2015-2019 dos ORD do Grupo Galp são parcas relativamente aos projetos propriamente ditos. Não existe uma quantificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento, nem são apresentados os resultados dos critérios utilizados na seleção dos investimentos.

À semelhança do sucedido com a EDP Gás Distribuição, o conjunto das empresas do grupo Galp Energia apresentou custos unitários para conversões/reconversões acima dos valores de referência estabelecidos regulamentarmente. No que respeita a ativos de rede, as empresas do grupo Galp Energia apresentam custos específicos para a construção de ramais 20% acima das execuções médias observadas em 2013, sem uma justificação adequada. Pelas razões apontadas, a ERSE considera que proposta de PDIRD GN 2015-2019 apresentada pela Galp Energia deve ser revista no que respeita a estas matérias.

A falta de informação não permite assegurar se as propostas de PDIRD GN 2015-2019 dos ORD do grupo Galp Energia respondem às obrigações estabelecidas no quadro legal em vigor, pelo que se aconselha uma revisão destas propostas de forma a melhor fundamentar os investimentos que nelas constam. Contudo, a cautela nas previsões da evolução da procura implícita nestas propostas de PDIRD GN 2015-2019 reduz, substancialmente, o seu risco de impacte tarifário comparativamente com os restantes propostas de PDIRD GN 2015-2019.

Sonorgás

Tal como nos restantes casos, a proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Sonorgás não fundamenta os investimentos que nela constam de forma adequada tanto em termos económicos, como técnicos, pelo que a proposta deve ser revista para colmatar esta situação.

No que respeita aos custos específicos do investimento, a Sonorgás apresenta montantes para a construção de redes e ramais substancialmente mais elevados do que os custos médios nacionais observados no ano 2013. O mesmo sucede nas intervenções para construção/adaptação das instalações de utilização dos consumidores (conversões/reconversões), em que custos unitários excedem os valores de referência estabelecidos no n.º 2 do artigo 112.º do RRC. Tendo em conta o

exposto, a ERSE considera que proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Sonorgás deve ser revista em conformidade.

Pela dimensão da Sonorgás na RNDGN, o impacte tarifário da proposta, mesmo em situação de desvios da evolução da procura, é reduzido.

Tagusgás

A informação constante da proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Tagusgás apresenta-se igualmente insuficiente para poder fundamentar os investimentos previstos.

Registe-se que a Tagusgás apresenta as previsões mais otimistas em termos de evolução da procura, pelo que o impacte em termos de viabilidade económica dos investimento decorrente de desvios da procura face ao previsto é maior do que nas restantes propostas de PDIRD GN 2015-2019. Assim, recomenda-se a revisão desta proposta de plano no sentido de melhorar a qualidade da informação que nele consta.

No que respeita a custos específicos do investimento, a proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Tagusgás apresenta valores para a construção de redes e ramais mais elevados do que as restantes propostas, excedendo substancialmente os custos médios nacionais executados no ano 2013. Nas conversões/reconversões, os custos unitários apresentados situam-se, também, acima dos valores de referência estabelecidos no n.º 2 do artigo 112.º do RRC. Pelas razões referidas, a ERSE considera que proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Tagusgás deve ser revista nestas matérias.

2 INFORMAÇÃO RECEBIDA (BREVE DESCRIÇÃO SOBRE A INFORMAÇÃO RECEBIDA E AVALIAÇÃO SOBRE A QUALIDADE DA MESMA)

As propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural para o período 2015-2019 (PDIRD GN 2015-2019) são as primeiras propostas dos operadores da RNDGN a serem apresentadas após a publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que procedeu à terceira alteração do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

Segundo o artigo 12.º B do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, os operadores da RNDGN devem elaborar, nos anos pares, propostas de planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição (PDIRD), tendo em conta a caracterização técnica da rede e a oferta e procura atuais e previstas com base em análises de mercado. O artigo em causa estabelece igualmente que os PDIRD GN devem estar de acordo com o PDIRGN (Plano decenal indicativo de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL). Finalmente, o planeamento da RNDGN deve assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de gás natural, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, no âmbito do mercado interno de gás natural.

Seguindo o disposto na legislação em vigor, cada operador de rede de distribuição de GN (ORD) apresentou uma proposta de PDIRD GN 2015-2019. No caso das empresas do grupo GALP foi apenas realizado um documento.

Quando comparadas as várias propostas de PDIRD GN 2015-2019 dos operadores de rede de distribuição de GN, é possível concluir pela existência de pontos em comum, mas mais significativas, são as diferenças qualitativas nos diversos pontos de cada proposta. Existem, ainda, várias análises que não foram apresentadas por nenhum ORD, tais como, os resultados dos critérios de seleção de investimentos utilizados e a quantificação dos benefícios associados aos novos investimentos.

Cada documento de proposta de PDIRD GN 2015-2019, de uma forma geral, encontra-se dividido em seis partes: (i) enquadramento, onde se mencionam as obrigações de realização do documento e alguma informação adicional para a realização do mesmo, (ii) caracterização da atividade no que respeita a evoluções de investimentos e de consumos ocorridos, (iii) critérios de planeamento e seleção de investimentos, onde se apresentam de forma qualitativa os objetivos das decisões de investimento, (iv) evolução e caracterização dos novos projetos de investimento divididos por 3 grupos de investimento, incluindo alguns indicadores de análise de investimento, designadamente, investimento por número de clientes, por Km de rede, entre outros (v) previsões dos volumes de gás natural distribuídos e pontos de abastecimento e (vi) identificação dos benefícios associados aos novos investimentos, traduzidos em benefícios sociais, ambientais e de eficiência.

De forma a sintetizar os principais pontos incluídos ou não em cada proposta, apresenta-se de seguida o resumo dos documentos apresentados por cada operador ou grupo empresarial.

Quadro Resumo Propostas PDIRD GN 2015-2019

	Tagusgás	EDP Gás Distribuição	Grupo GALP	Sonorgás
Enquadramento	✓	✓	✓	✓
Caracterização/evolução da atividade	✓	✓	✓	✓
Critérios objetivos de seleção de investimentos	✗	✓	✓	✗
Apresentação dos resultados dos critérios utilizados	✗	✗	✗	✗
Evolução dos novos investimentos	✓	✓	✓	✓
Caracterização por projeto de investimento	✓	✗	✗	✗
Previsão volumes veiculados para a totalidade da rede	✓	✓	✗	✓
Previsão de pontos de abastecimento para a totalidade da rede	✗	✓	✗	✓
Indicadores de análise de investimento	✓	✓	✓	✓
Identificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento	✓	✓	✓	✓
Quantificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento	✗	✗	✗	✗

2.1 REQUISITOS MÍNIMOS RELATIVAMENTE AO CONTEÚDO DAS PROPOSTAS DE PDIRD GN

De acordo com o capítulo III do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, em particular nos seus artigo 12.º-A, artigo 12.º-B e artigo 12.º-C, as propostas de PDIRD GN devem integrar, no mínimo, as seguintes peças:

- Caracterização das redes de distribuição de gás natural existentes na altura de elaboração das propostas de PDIRD GN.
- Caracterização da oferta e procura de gás natural associada às redes de distribuição de gás natural, que represente um horizonte temporal que anteceda a data de elaboração das propostas de PDIRD GN e que inclua o período de 5 anos inerente ao plano.
- A estratégia para o desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural, bem como a respetiva articulação com o PDIRGN.

Ainda nos termos do n.º 12, do Artigo 12.º-C do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, compete à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNDGN previstos nos PDIRD, tendo os respetivos pareceres um carácter vinculativo.

CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No que respeita à caracterização da atividade de distribuição de gás natural, as propostas de PDIRD GN 2015-2019 apresentam alguma da informação esperada. No entanto, parece claro que a informação de caracterização apresentada, tratando-se de documentos sujeitos a consulta pública, é claramente desajustada aos objetivos dos PDIRD GN.

No que respeita à análise realizada pela ERSE, importa salientar que a informação apresentada pelos operadores das redes de distribuição nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 teve necessariamente de ser complementada com informação previamente prestada pelos ORD à ERSE em âmbitos totalmente diversos do atual.

Este dado merece dois apontamentos. Em primeiro lugar, parece claro que os operadores de rede não cumpriram de forma adequada o estabelecido no Artigo 12.º-C do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, no que concerne às suas responsabilidades de elaboração das propostas de PDIRD para um exercício de consulta pública. Em segundo lugar, a assimetria de informação referida, coloca sérios constrangimentos na participação de intervenientes menos esclarecidos da realidade passada e presente do sector do gás natural em Portugal.

Entenda-se ainda, que, não obstante o disposto no n.º5 do Artigo 12.º-C do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, apesar de competir à ERSE promover as consultas públicas das propostas de PDIRD, não é seguramente responsabilidade da ERSE completar as propostas de PDIRD dos ORD, com informação que por eles não é prestada nestes documentos. Uma intervenção dessa natureza por parte da ERSE, para além de extravasar as suas competências, colocaria em causa a independência desta entidade na elaboração do seu parecer.

A ERSE apresenta no ponto 3 do presente parecer uma breve caracterização à atividade de distribuição de gás natural. Para além desses aspetos, a ERSE entende que as caracterizações das redes de distribuição a serem elaboradas pelos ORD devem, de uma forma detalhada, apresentar:

1. Os concelhos onde exercem a sua atividade;
2. A infraestrutura existente, incluindo a sua extensão, número de pontos de ligação, número de clientes, estimativas do número de clientes potenciais não ligados sobre a rede existente e as taxas de penetração.
3. No que respeita aos consumidores ligados às redes estes deverão segmentados nos sectores doméstico, terciário e industrial e individualizados por perfil de consumo, os quais, nos termos da alínea k), do n.º 1 do Artigo 179.º do RRC, se encontram definidos no Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados. Esta caracterização deve distinguir claramente a média da baixa pressão.
4. Os pontos a partir dos quais são abastecidos as redes de distribuição, designadamente as ligações às redes a montante, até à alta pressão ou as UAG, conforme aplicável.

A informação referida anteriormente deve, no mínimo, conter dados históricos dos últimos 5 anos.

CARACTERIZAÇÃO DA OFERTA E PROCURA DE GÁS NATURAL

A qualidade da informação que enquadra e justifica a evolução da procura é um aspeto essencial da avaliação dos PDIRD GN.

A informação disponibilizada pelos ORD nas suas propostas de PDIRD GN 2015-2019 é muito escassa, não sendo apresentados quaisquer análises de mercado, cenários macroeconómicos ou ainda metodologias que fundamentem as previsões da procura. Os pressupostos apresentados são, de modo geral, demasiados vagos para viabilizarem uma correta avaliação das previsões apresentadas por cada uma das empresas.

As propostas de PDIRD GN 2015-2019 da Sonorgás e dos ORD do Grupo Galp não apresentam uma previsão da procura de gás global, mas apenas o acréscimo de consumo de gás previsto para os novos clientes previstos. Com a exceção da EDP Gás Distribuição, as restantes empresas não disponibilizaram os dados históricos dos anos anteriores relativamente ao número de clientes existentes e às quantidades de gás consumido, total e por tipo de cliente⁴. Desta forma, assumiram-se para o ano base de 2014 os dados enviados à ERSE, estimados pelas empresas, no âmbito do reporte para cálculo das Tarifas 2015-2016. É de referir que as empresas, com a exceção da EDP Gás Distribuição, apresentam nas suas propostas do PDIRD GN 2015-2019 uma desagregação dos clientes e consumos com uma tipologia (“Domésticos”, “Serviços” ou “Terciário” e “Industrial”) diferente da reportada à ERSE, no âmbito do reporte obrigatório para cálculo tarifário, (“MP”, “BP>” e “BP<”)⁵, o que impossibilitou a realização de uma análise por nível de pressão.

As futuras propostas de PDIRD GN deverão analisar a conjuntura macroeconómica e setorial prevista, incluindo, preferencialmente, a análises da conjuntura regional de atuação do ORD, bem como evidenciar as potencialidades existentes nas áreas de concessão em termos de penetração do consumo de gás natural. A qualidade da informação prestada relativa aos dados históricos e previsionais deverá, igualmente, ser melhorada, tendo em especial atenção a disponibilização de informação relativa a:

- Dados históricos de quantidade de gás distribuído e de número de postos de abastecimento, desagregados por nível de pressão, com detalhe da informação em termos de ligação física e de faturação⁶.

⁴ A Sonorgás apresenta dados históricos do gás natural distribuído por tipo de cliente, mas não apresenta dados para o número de clientes.

⁵ “MP”: Média Pressão; “BP>”: Baixa Pressão com consumo anual superior a 10 000 m³; “BP<”: Baixa Pressão com consumo anual inferior a 10 000 m³.

⁶ Ao abrigo do n.º 10 do artigo 23.º do Regulamento Tarifário, as entregas em Baixa Pressão com consumos superiores a um limiar a aprovar anualmente pela ERSE, podem optar pelas tarifas de acesso às Redes de Média Pressão. Os dados apresentados pelos ORD deverão ter identificado, de forma clara, esta informação para os dados apresentados nas propostas de PDIRD GN.

- Dados previsionais para os novos clientes e para o número de postos de abastecimento, desagregados por nível de pressão, com detalhe das previsões por ligações físicas e de faturação.
- Dados previsionais globais para a totalidade da rede do ORD do gás natural distribuído, desagregando a informação por nível de pressão, bem como por pontos de abastecimento existentes e por novos pontos de abastecimento.
- Taxa de penetração⁷ no momento de elaboração das propostas do PDIRDGN e previsões de evolução da mesma para os anos de abrangência das propostas.
- Número máximo de pontos de abastecimento com possibilidade de ser ligados à atual rede de distribuição e perspectivas de evolução para os anos de abrangência das propostas.
- Extensão máxima, em termos de número de pontos de abastecimento potenciais, da rede de distribuição nas atuais áreas de concessão ou licenciamento.

ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A aparente estratégia dos ORD para o desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 confronta-se com o histórico de investimentos dos últimos cinco anos. O ponto 4.1 do presente parecer apresenta a evolução do investimento de 2010 a 2014 e as propostas de PDIRD, para o horizonte temporal 2015 a 2019, notando-se a tendência e o posicionamento dos ORD face ao desenvolvimento das suas redes.

Porém, os ORD apresentam as suas propostas de PDIRD GN 2015-2019 demasiado agregadas, não sendo perceptível a articulação entre as grandes tendências dos planos e as suas concretizações a um nível mais baixo. Com efeito, de uma forma quase unânime, os operadores das redes de distribuição não apresentam projetos de investimento, o que levanta o seguinte conjunto de questões:

- O desconhecimento das metodologias adotadas para se obterem os grandes objetivos em termos de consumidores a angariar pela rede, consumos associados, investimento, etc.
- A comparabilidade das propostas de PDIRD, na medida em que se desconhecem as metodologias e os impactos reais no terreno perspectivados pelos operadores.
- A forma de supervisão relativamente ao cumprimento dos PDIRD GN, uma vez que não são circunscritos os objetivos e as intervenções necessárias à sua concretização.

⁷ Rácio Pontos de abastecimento ligados (e a consumir)/Pontos de abastecimento do mercado potencial

PROJETOS DE INVESTIMENTO

Os projetos de investimento são, no entender da ERSE, peças essenciais na elaboração das propostas de PDIRD GN, pelas seguintes razões:

- Tornam o procedimento de elaboração dos PDIRD GN mais participado.
- Permitem comparar projeto a projeto os melhores investimentos, evitando-se as situações de aprovação ou recusa de propostas de PDIRD GN em bloco.
- Garantem a sustentabilidade dos grandes números do plano.
- Permitem a supervisão.

Entende-se do n.º 12, do Artigo 12.º-C do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que o PDIRD GN integra e individualiza projetos de investimento, competindo à ERSE o acompanhamento das respetivas calendarizações, orçamentações e execuções após aprovação por parte do membro do governo responsável pela área da energia.

O referido diploma não estabelece de forma clara o conceito de projeto de investimento para a RNDGN, porém, a referência à sua posterior fiscalização e acompanhamento por parte da ERSE pressupõe um detalhe mínimo, designadamente os seguintes aspetos:

- Áreas de implantação, devendo ser claro se as intervenções ocorrem na rede existente (densificação) ou se consideram a gasificação de novas áreas.

O detalhe colocado na identificação das áreas geográficas de intervenção está associado ao nível de desagregação dos projetos de investimento. Porém, a agregação de intervenções num único projeto de investimento não deve ir além do concelho, devendo quaisquer exceção a esta regra ser devidamente justificada.

- Caracterização física do investimento, desagregado pelas principais rubricas que, no mínimo, devem incluir:
 - Estudos e projetos.
 - As redes em média pressão.
 - As redes em baixa pressão, individualizando as redes secundárias executadas em domínio público e as redes de distribuição em novas urbanizações.
 - Postos de Redução e Medição integrados das redes de distribuição.
 - As Unidades Autónomas de Gás Natural Liquefeito (UAG).
 - Os encargos com as ligações (ramais) que venham a ser integrados na base de ativos dos operadores de distribuição.

- Os eventuais encargos com intervenções nas instalações de utilização dos consumidores (conversões/reconversões).
- Encargos com os redutores/contadores a instalar nas instalações de utilização dos consumidores.
- Outros encargos.

Importa referir ainda que a desagregação do investimento apresentada corresponde à prática atual na prestação de informação dos operadores de distribuição à ERSE, para efeito de orçamentos (investimento futuro) e relatórios de execução (investimento realizado).

- Montantes associados ao investimento, designadamente os custos totais por rubrica de investimento e custos específicos associados, incluindo do mínimo os seguintes:
 - O custo por metro linear de rede a construir, para as redes em média e baixa pressão, individualizando na baixa pressão a rede em domínio público (nova ou renovação da existente) da rede em urbanizações.
 - Os custos unitários dos Postos de Redução e Medição integrados das redes de distribuição.
 - Os custos unitários das Unidades Autónomas de Gás Natural Liquefeito (UAGNL).
 - Os custos unitários dos ramais de ligação.
 - Os custos associados à construção ou adaptação das instalações de utilização dos consumidores (conversões/reconversões).

Importa referir que a desagregação de custos apresentada corresponde à prática atual na prestação de informação dos operadores de rede de distribuição à ERSE nos relatórios de execução (investimento realizado).

- Calendarização do investimento, indicando as previsões para a entrada em exploração dos investimentos.
- Previsão dos consumidores a ligar à rede de distribuição e procura a satisfazer mediante a realização do investimento.

Como forma de mitigar a incerteza relativamente aos consumidores que previsivelmente venham a ser ligados às redes a construir, os operadores de rede poderão basear os seus projetos de investimento em levantamentos do mercado potencial nas áreas se se perfilarem como mais interessantes de gaseificar. Esses levantamentos do mercado potencial deverão levar em linha de conta aspetos como a tipologia e densidade do edificado residencial, a concentração da atividade dos setores terciário e industrial, o ordenamento do território atual e futuro, indicadores do desenvolvimento socioeconómico nas áreas a infraestruturar, etc.

Devem ser apresentadas as correlações entre o número de consumidores a ligar à rede de distribuição e o consumo que lhes é inerente, através da sua caracterização, incluindo a segmentação nos sectores doméstico, terciário e industrial e a individualização por perfil de consumo, conforme estabelecido no Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados, nos termos da alínea k), do n.º 1 do Artigo 179.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC).

- Custos totais e indicadores da eficiência dos projetos.

Havendo dados credíveis sobre montantes de investimento e procura associada, os projetos de investimento deverão identificar custos totais e indicadores de custos incrementais por novo consumidor e por energia veiculada.

Estes custos incrementais deverão ser representativos da eficiência dos projetos de investimento integrados nas propostas de PDIRD GN 2015-2019, sendo adotados como critério na seleção dos melhores projetos, minimizando desta forma os impactos do desenvolvimento da RNDGN na tarifa de uso das redes de distribuição e, previsivelmente, custo da energia no consumidor final.

2.2 APRECIÇÃO SUMÁRIA AO CONTEÚDO DAS PROPOSTAS DE PDIRD GN 2015-2019

De uma maneira geral, a informação contida nos documentos é insuficiente e pouco clara. As empresas não seguiram critérios uniformes na preparação e apresentação da informação, sendo por isso difícil a sua comparação, sendo este aspeto abordado em alguns comentários à consulta pública.

As propostas de PDIRD GN não apresentam de forma adequada uma caracterização das redes de distribuição de gás natural existentes, assim como também não apresentam dados sobre a base de clientes abastecida pelas referidas redes, distribuições geográficas de clientes e consumos, etc. Esta caracterização, num exercício desta natureza, representa o ponto de partida dos PDIRD, sendo a sua inclusão nas propostas fundamental, em conformidade com o estabelecido no artigo 12.º B do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

As propostas de PDIRD GN devem ainda apresentar projetos de investimento, os quais deverão permitir à ERSE o exercício da sua atividade de supervisão, conforme explicita o n.º 12, do Artigo 12.º-C do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro. À exceção da Tagusgás as propostas de PDIRD GN não fazem quaisquer referências aos projetos de investimento, pelo que a ERSE sugere a sua revisão tendo em conta o ponto 2.1 do presente parecer.

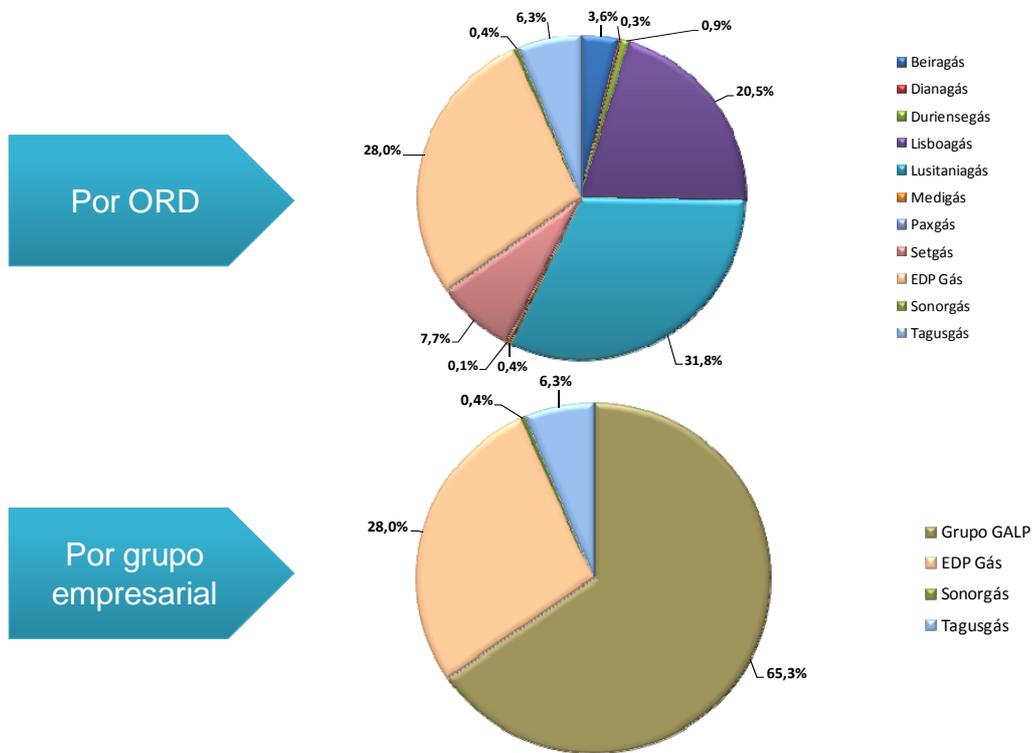
3 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A distribuição de gás natural processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) nos termos do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, mediante atribuição pelo Estado de:

- Concessões de redes de distribuição regional exercidas em exclusivo e em regime de serviço público.
- Licenças de distribuição em redes locais autónomas, não ligadas ao sistema interligado de gasodutos e redes, igualmente exercidas em exclusivo e em regime de serviço público.

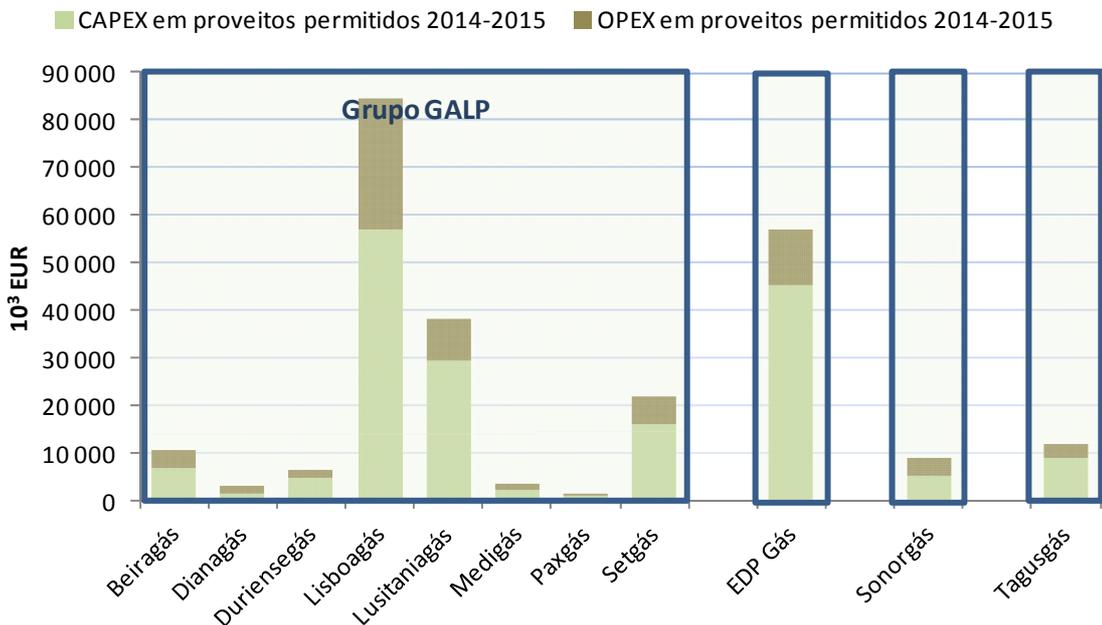
O universo de operadores de rede de distribuição que atuam no setor do gás natural é composto por onze empresas, oito das quais pertencem ao mesmo grupo económico. As áreas geográficas de atuação são distintas, bem como a dimensão e estrutura de cada empresa, conforme apresentado na figura seguinte.

Figura 3-1 – Dimensão relativa dos ORD em T2014/2015 com base nas quantidades de GN veiculadas pela rede de distribuição



As estratégias de atuação são igualmente diferentes, o que se revela importante na análise dos custos de cada empresa. Tendo em conta as tarifas atualmente em vigor, ou seja, os dados relativos às tarifas de 2014-2015, é possível observar as diferentes estruturas de custos de cada ORD.

Figura 3-2 – Estrutura de proveitos permitidos de cada ORD em T2014-2015



Em termos unitários, por unidade de energia distribuída e por ponto de abastecimento, os custos totais (OPEX e CAPEX) por empresa apresentam-se da seguinte forma.

Figura 3-3 - TOTEX unitário por quantidades veiculadas de GN em T2014/2015

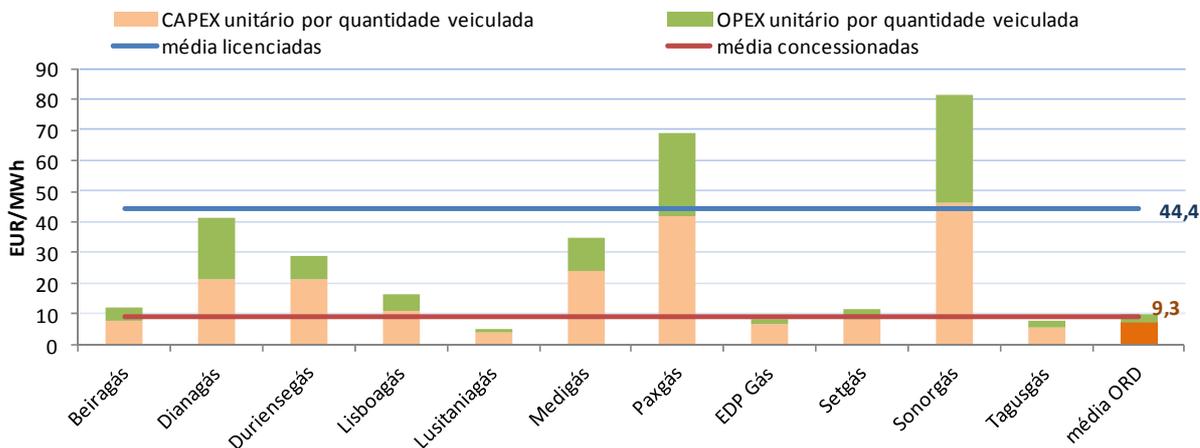
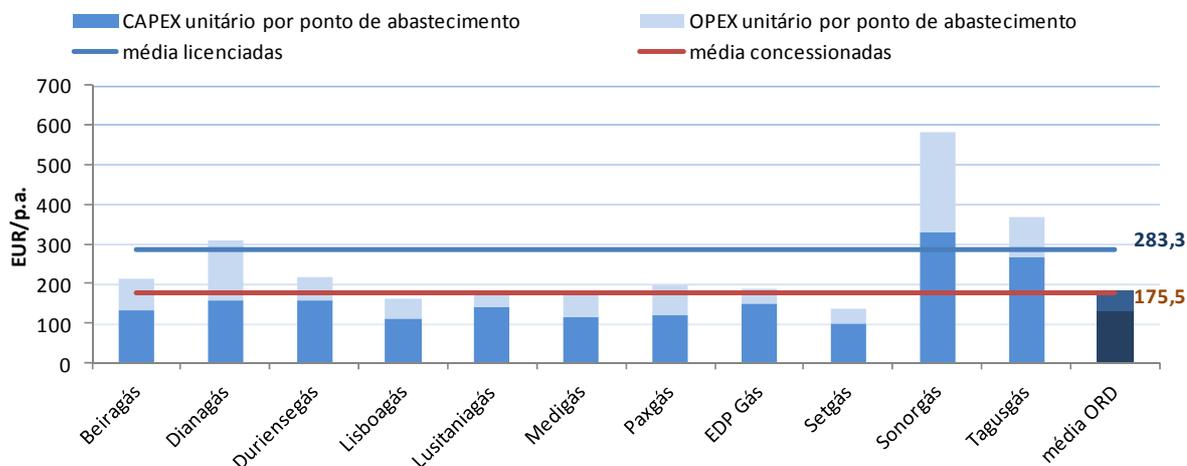


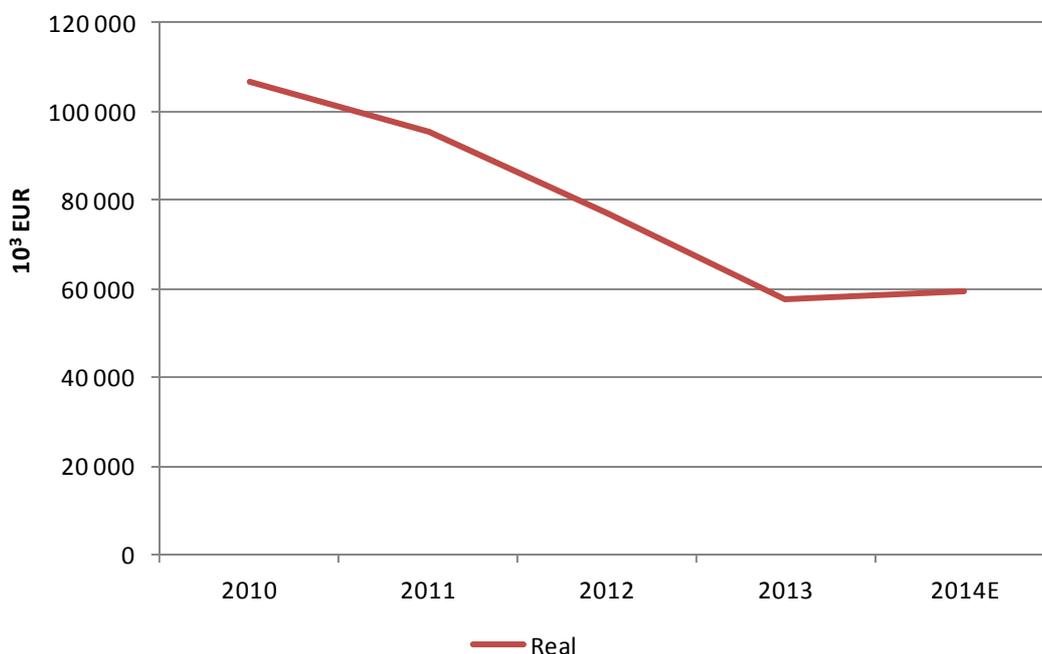
Figura 3-4 - TOTEX unitário por ponto de abastecimento em T2014/2015



A atividade de distribuição de gás natural tem sido regulada por uma metodologia do tipo *price cap* sobre o OPEX e do tipo *rate of return* no CAPEX. Os proveitos permitidos desta atividade recuperados por aplicação das tarifas assumem um peso importante nos proveitos totais das atividades do setor, em especial nas atividades de uso das infraestruturas, e de gestão global do sistema, como se poderá observar no capítulo 5.

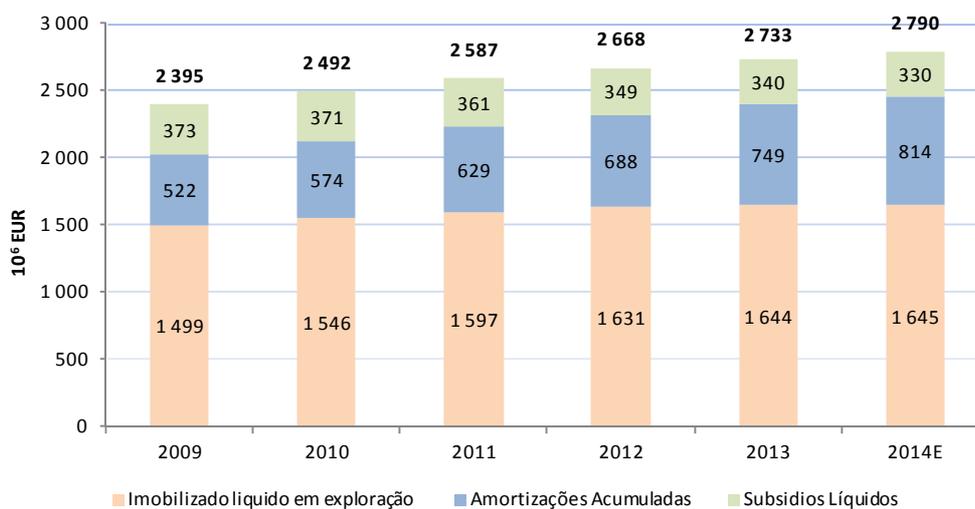
Como foi possível observar nas figuras anteriores o CAPEX assume a maior fatia dos proveitos permitidos da atividade, pelo que as decisões das empresas em termos de investimentos são fundamentais para a evolução daquela rubrica. Na figura seguinte apresentam-se os valores de investimento, que neste caso correspondem aos valores do imobilizado que entra em exploração uma vez que, na generalidade das empresas e a partir de 2010, o investimento efetuado no ano é transferido quase, na sua totalidade, para imobilizado em exploração.

Figura 3-5 - Evolução do imobilizado entrado anualmente em exploração nos onze ORD (preços correntes)



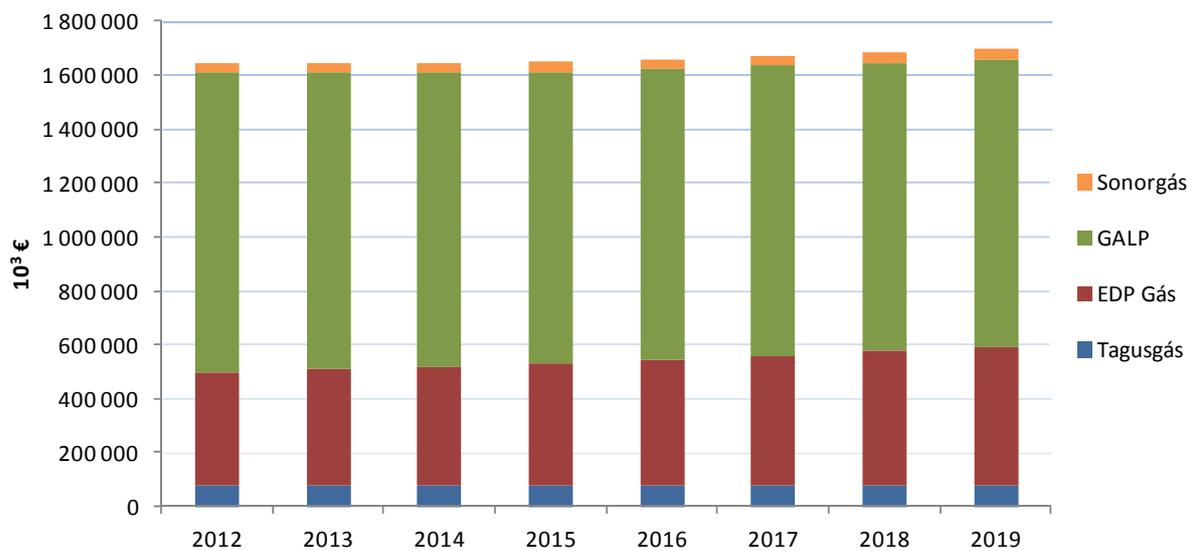
No universo dos onze ORD verifica-se um decréscimo do valor do investimento. Em termos de ativo líquido, nos últimos anos os valores têm-se apresentado estáveis.

Figura 3-6 – Evolução do ativo real remunerado



Tendo em conta o nível de investimento implícito nas propostas de PDIRD GN 2015-2019, estima-se que a estabilização do ativo líquido se mantenha, como se pode observar na figura seguinte.

Figura 3-7 – Evolução esperada do ativo líquido



4 APRESENTAÇÃO DAS PROPOSTAS DO PDIRD GN 2015-2019

Conforme se havia referido no capítulo 2 do presente parecer, foram submetidos quatro proposta de planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás natural (PDIRD GN) relativos ao conjunto dos oito ORD do grupo Galp Energia, da EDP Gás Distribuição, da Tagusgás e da Sonorgás.

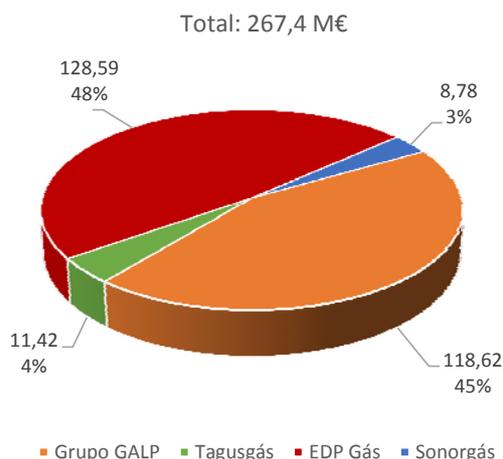
Seguidamente são apresentadas as propostas de PDIRD GN 2015-2019 nas seguintes vertentes:

- Investimentos propostos, incluindo uma análise aos custos unitários apresentados pelos ORD.
- Evolução da procura de gás natural.
- Os indicadores apresentados pelos ORD, tendo em vista a aferição da eficiência do investimento proposto.

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO INVESTIMENTO PROPOSTO

Na globalidade as quatro propostas de PDIRD GN 2015-2019 submetidas pelos operadores de redes de distribuição de gás natural ascendem a 267,4 milhões de euros. A figura 4-1 apresenta os montantes de investimento relativos a cada proposta de PDIRD GN submetida.

Figura 4-1 – Montantes de Investimento das propostas de PDIRD GN 2015-2019



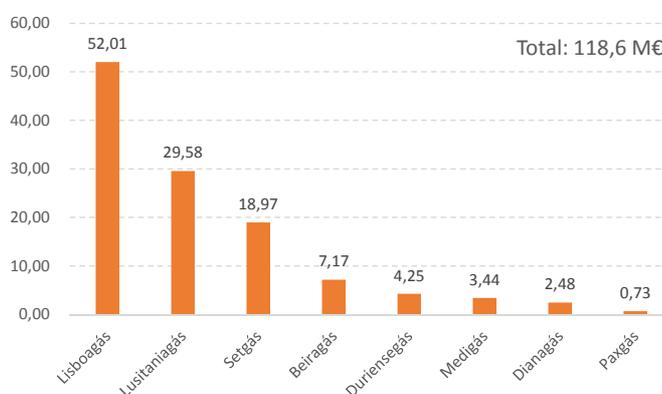
Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Um dos aspetos a destacar da análise da figura anterior prende-se com o montante do investimento da EDP Gás Distribuição quando comparado com a proposta conjunta dos ORD do grupo Galp Energia. Com efeito, o montante da proposta de PDIRD GN 2015-2019 da EDP Gás Distribuição situa-se 8,4%

acima do montante total das 8 empresas do grupo Galp Energia, as quais cobrem uma área geográfica de influência muito superior à da EDP Gás Distribuição. Este dado é revelador das diferentes perspetivas do grupo Galp Energia e da EDP Gás Distribuição para o período 2015-2019, no que respeita ao investimento na rede de distribuição de gás natural nas respetivas concessões.

Conforme referido, os operadores de rede de distribuição do Grupo Galp Energia apresentaram uma proposta conjunta de PDIRD GN 2015-2019. Contudo a proposta identifica, por operador de rede, os investimentos propostos. A figura 4-2 apresenta a repartição do montante global proposto pelo grupo Galp Energia, por cada um dos ORD integrados na proposta de PDIRD GN.

Figura 4-2 – Desagregação do investimento da proposta de PDIRD do grupo Galp Energia

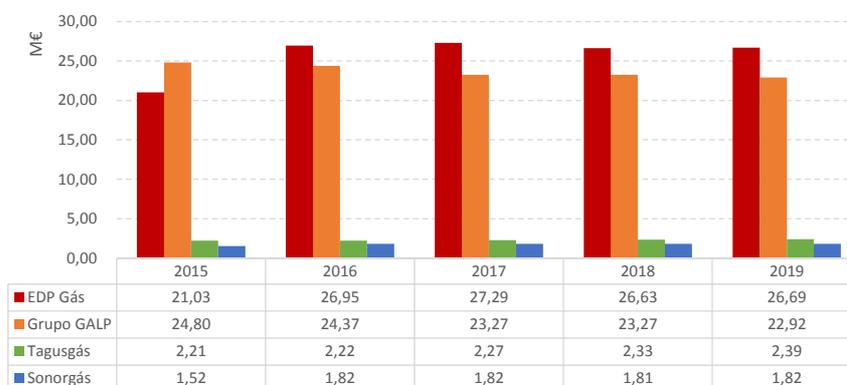


Fonte: Grupo GALP Energia

Na análise da figura anterior destaca-se a maior expressão do investimento proposto para as empresas concessionárias, designadamente a LisboaGás, Lusitaniagás, Setgás e Beiragás, face aos montantes propostos para as licenciadas, a Duriensegás, a Medigás, a Dianagás e a Paxgás. Destaca-se ainda o investimento das operadoras da faixa litoral de Portugal que, para o grupo Galp Energia, representam 84,8% do montante global de investimento da proposta de PDIRD GN 2015-2019.

As propostas de PDIRD GN 2015-2019 apresentadas integram um horizonte de cinco anos, de 2015 a 2019, estando a repartição dos montantes de investimento por cada um dos anos apresentada na figura 4-3.

Figura 4-3 – Repartição do investimento pelos anos 2015 a 2019, por proposta de PDIRD GN 2015-2019



Fonte: Grupo GALP Energia, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Da análise da figura anterior conclui-se que as propostas de PDIRD GN apresentadas repartem o investimento de uma forma quase equitativa por cada um dos anos do horizonte temporal 2015-2019. Nota-se, porém, um incremento de 2015 para 2016 nas propostas da EDP Gás Distribuição e Sonorgás, mantendo-se posteriormente um investimento anual para o período remanescente dos referidos planos sensivelmente constante. Para o grupo Galp Energia observa-se uma pequena redução do investimento, de ano para ano, ao longo de todo o período da proposta.

Uma vez apresentado sumariamente o investimento por proposta de PDIRD GN 2015-2019, serão apresentadas seguidamente as análises individuais das propostas e, ainda no presente capítulo, serão apresentados alguns dados físicos do investimento e os custos unitários das principais rubricas de investimento.

4.1.1 PROPOSTA DE PDIRD GN 2015-2019 DO GRUPO GALP ENERGIA

As propostas de PDIRD GN 2015-2019 apresentadas pelos operadores das redes de distribuição desagregam o investimento em três grandes rubricas, designadamente:

- “Desenvolvimento de Negócio”, no qual se considera o investimento na expansão da rede de distribuição, ligação de novos clientes, nas conversões e reconversões e contadores/cadeias de medida.

Este investimento representa, na ótica dos operadores de rede, a construção de infraestrutura nova, ao nível dos ativos de rede, bem como os ativos incorpóreos, ao nível das instalações de utilização dos consumidores.

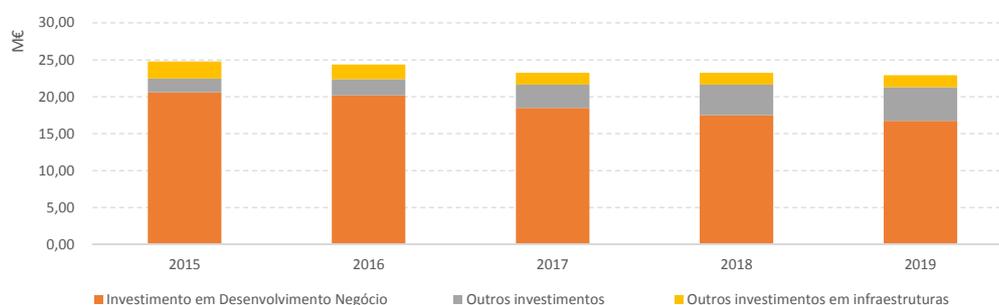
- “Outros investimentos em infraestruturas”, no qual se considera a intervenção na rede e infraestruturas existentes, designadamente reforço da rede primária, construção e/ou reforço

Unidades Autónomas de Gás natural (UAG), renovação e reestruturação de redes e ramais presentemente em exploração.

- “Outros investimentos”, incluindo projetos, cadastro, renovação de contadores e outros investimentos de carácter transversal à operação da rede de distribuição.

A figura 4-4 apresenta para a proposta de PDIRD GN 2015-2019 dos ORD do grupo Galp Energia a desagregação e evolução do investimento, de acordo com as rubricas referidas anteriormente, para o período 2015-2019.

Figura 4-4 – Desagregação e evolução do investimento da proposta de PDIRD GN 2015-2019 do grupo Galp Energia, para os anos 2015 a 2019



Fonte: Grupo GALP Energia

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “outros investimentos em infraestruturas” representa, na proposta de PDIRD GN 2015-2019 do grupo Galp Energia, 86,6% da totalidade do montante apresentado. Na análise que seguidamente se apresenta será dado especial enfoque a estes investimentos.

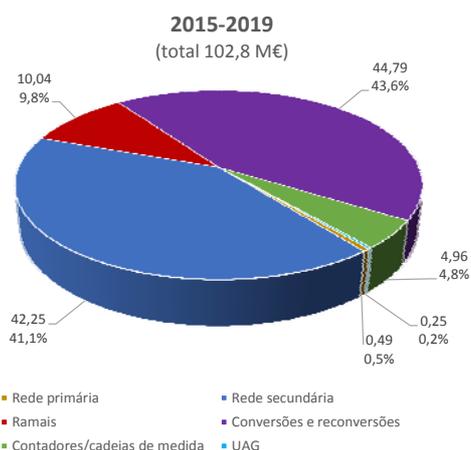
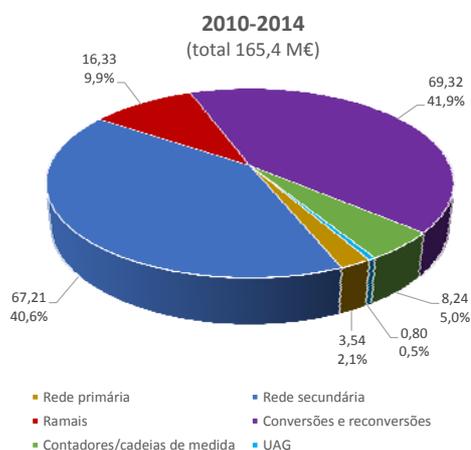
A figura 4-5 apresenta uma síntese do investimento executado e proposto pelo grupo Galp Energia para um horizonte de 10 anos, entre 2010 e 2019. Com efeito, este horizonte temporal é dividido em dois períodos de cinco anos, nos quais se procura identificar os seguintes aspetos:

1. O investimento executado, de 2010 a 2013, sendo os dados apresentados retirados a partir dos relatórios de execução enviados à ERSE para determinação de tarifas⁸. Os dados relativos ao ano de 2014 são previsionais.
2. O investimento integrado na proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Galp Energia, para o período de 2015 a 2019.

⁸ Relatórios de Análise de Investimentos do SNGN, publicados no pacote de tarifas para os anos gás 2012-2013, 2013-2014, 2014-2015 e 2015-2016

3. A evolução dos montantes associados às principais rubricas de investimento, designadamente os montantes investidos/previstos para a rede primária (rede de média pressão), rede secundária (rede de baixa pressão), ramais, conversões e reconversões, contadores/cadeias de medida e UAGs.
4. A forma como é repartido o investimento nas rubricas identificadas em 3, nos períodos 2010 a 2014 e 2015 a 2019.

Figura 4-5 – Síntese do investimento executado/previsto para grupo Galp Energia, para o horizonte temporal de 2010 a 2019



Fonte: Grupo GALP Energia

A análise da figura anterior permite retirar as seguintes conclusões:

- O investimento executado/previsto pelo grupo Galp Energia, para as redes de distribuição, vem decrescendo progressivamente, de 2010 até 2014, tendo a proposta de PDIRD GN 2015-2019, de

2015 a 2019, confirmado a tendência observada nos últimos anos. Com efeito, estes dados apontam para uma tendência de redução do investimento que reflete a maturidade das concessões/licenças do grupo Galp Energia.

O grupo Galp Energia, na sua proposta de PDIRD GN 2015-2019, assume “uma tendência acentuada de desaceleração verificada no período 2008-2013” e “uma estabilização do nível anual médio” para o período 2015-2019. Assume que esta tendência se fundamenta “nos princípios de racionalidade e de eficiência dos recursos, pela decisão de orientar o esforço de investimento da Distribuição de GN para os concelhos já gaseificados”. “Esta orientação estratégica impacta (...) no plano que assenta em pequenas extensões de redes construídas ou a construir sobre a infraestrutura de distribuição já em serviço para ligar novos clientes de GN.”

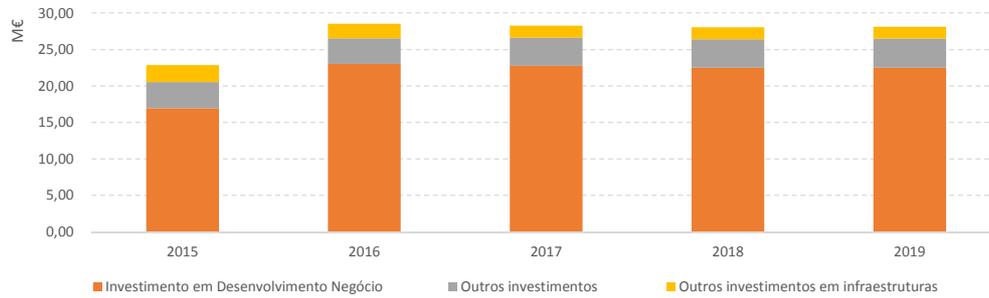
- A desagregação do investimento nas suas principais rubricas permite constatar que, no essencial, o tipo de intervenções e o seu peso específico se mantém ao longo do horizonte temporal de 2010 a 2019. É notório que o investimento se concentra na construção de rede secundária (baixa pressão) e nas intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões), em partes sensivelmente iguais.
- Nota-se que do período 2010 a 2014 para o período 2015 a 2019, a Galp Energia prevê uma redução muito substancial do investimento, o qual decresce de 165,4 para 102,8 milhões de euros.

4.1.2 PROPOSTA DE PDIRD GN 2015-2019 DA EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO

A EDP Gás Distribuição desagrega o investimento apresentado na proposta de PDIRD GN 2015-2019 nos mesmos moldes que adotados pelos operadores do grupo Galp Energia, ou seja considerou o “investimento em desenvolvimento de negócio”, “outros investimentos em infraestruturas” e “outros investimentos”.

A figura 4-6 apresenta para a proposta de PDIRD GN 2015-2019 da EDP Gás Distribuição a desagregação e evolução do investimento, de acordo com as rubricas referidas, para o período 2015-2019.

Figura 4-6 – Desagregação e evolução do investimento da proposta de PDIRD GN 2015-2019 da EDP Gás Distribuição, para os anos 2015 a 2019

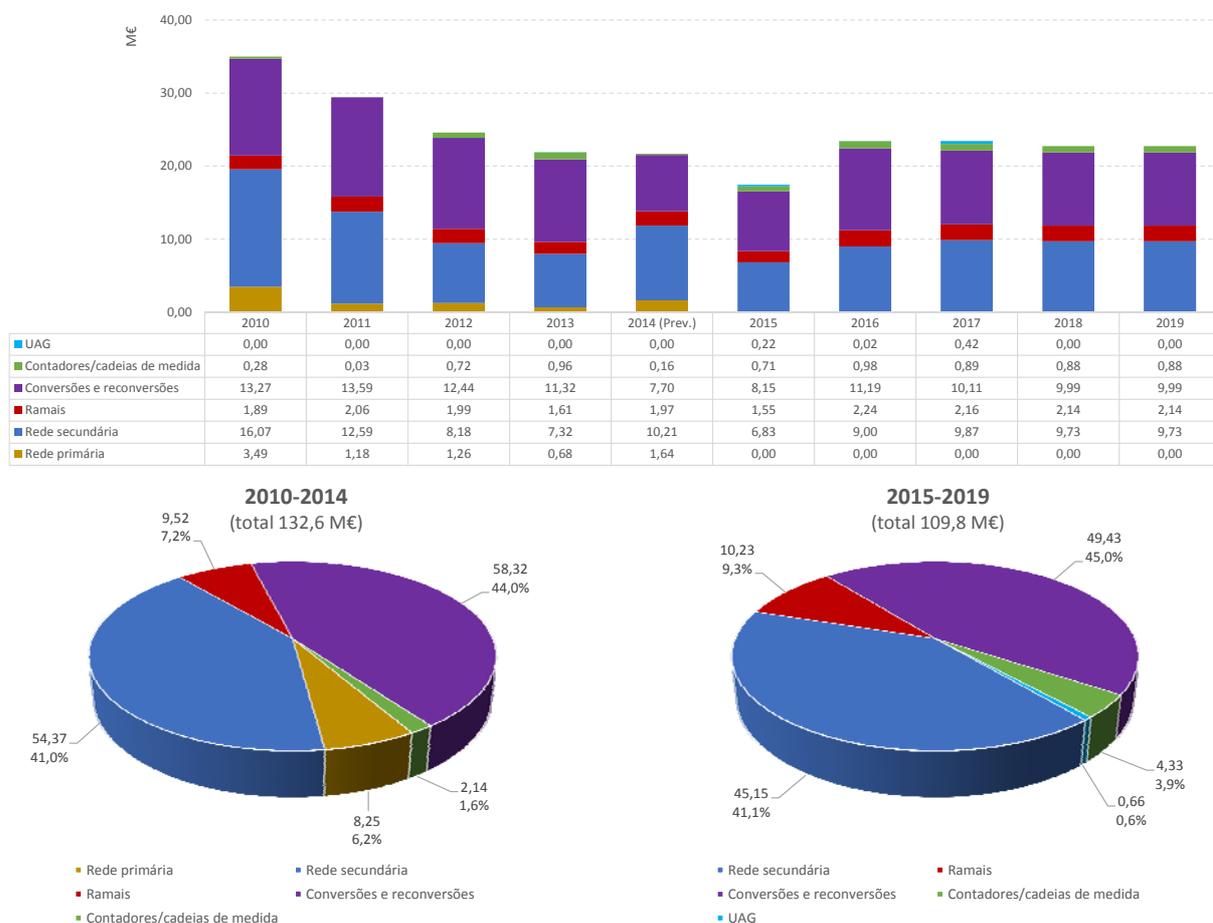


Fonte: EDP Gás Distribuição

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “outros investimentos em infraestruturas” representa, na proposta de PDIRD GN 2015-2019 da EDP Gás Distribuição, 85,4% da totalidade do montante apresentado.

A figura 4-7 apresenta uma síntese do investimento executado e proposto pela EDP Gás Distribuição para um horizonte de 10 anos, entre 2010 e 2019.

Figura 4-7 – Síntese do investimento executado/previsto para a EDP Gás Distribuição, para o horizonte temporal de 2010 a 2019



Fonte: EDP Gás Distribuição

A análise da figura anterior permite retirar as seguintes conclusões:

- O investimento executado pela EDP Gás Distribuição registou decréscimos sucessivos, de 2010 até 2014. Porém, observa-se que a proposta de PDIRD GN 2015-2019, de 2015 a 2019, assume uma tendência de retoma do nível de investimentos próxima da verificada no ano 2012.

Tendo em conta a maior expressão dos investimentos da EDP Gás Distribuição quando comparados com as do grupo Galp Energia (ver figura 4-1), conclui-se que a estratégia adotada pela EDP Gás Distribuição vai no sentido de uma maior expansão da distribuição de gás natural na sua área concessionada.

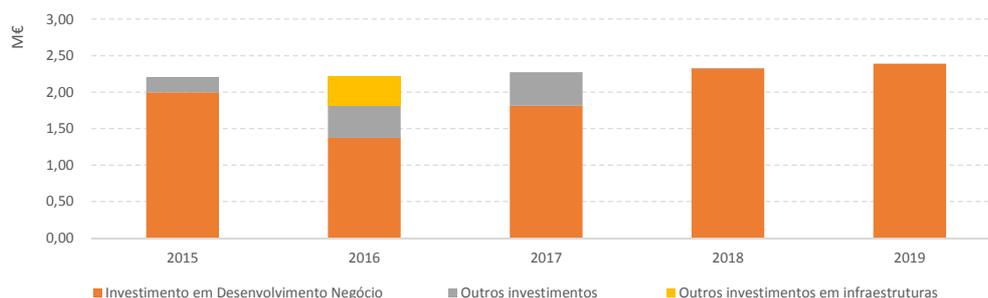
A EDP Gás Distribuição refere que, entre 2008 a 2013, foram gaseificados 6 novos concelhos (Valença, V.N. Cerveira, Felgueiras, Vila Verde, Paços de Ferreira e Lousada), “no final de 2014 (...) deverá assegurar o abastecimento de gás natural a 28 concelhos” e prevê a “cobertura integral da área de concessão até ao final do período do presente plano.”

- À semelhança do que se havia observado para o grupo Galp Energia, a desagregação do investimento nas suas principais rubricas permite constatar que, genericamente, o tipo de intervenções e o seu peso específico se mantém ao longo do horizonte temporal de 2010 a 2019. O investimento concentra-se na construção de rede secundária (baixa pressão) e nas intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões), sendo esta ultima rubrica a mais expressiva.
- De 2010-2014 para 2015-2019, a EDP Gás Distribuição prevê uma redução do investimento de 132,6 para 109,8 milhões de euros.

4.1.3 PROPOSTA DE PDIRD GN 2015-2019 DA TAGUSGÁS

A figura 4-8 apresenta para a proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Tagusgás a desagregação e evolução do investimento, para as rubricas “investimento em desenvolvimento de negócio”, “outros investimentos em infraestruturas” e “outros investimentos”, para o período 2015-2019.

Figura 4-8 – Desagregação e evolução do investimento da proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Tagusgás, para os anos 2015 a 2019

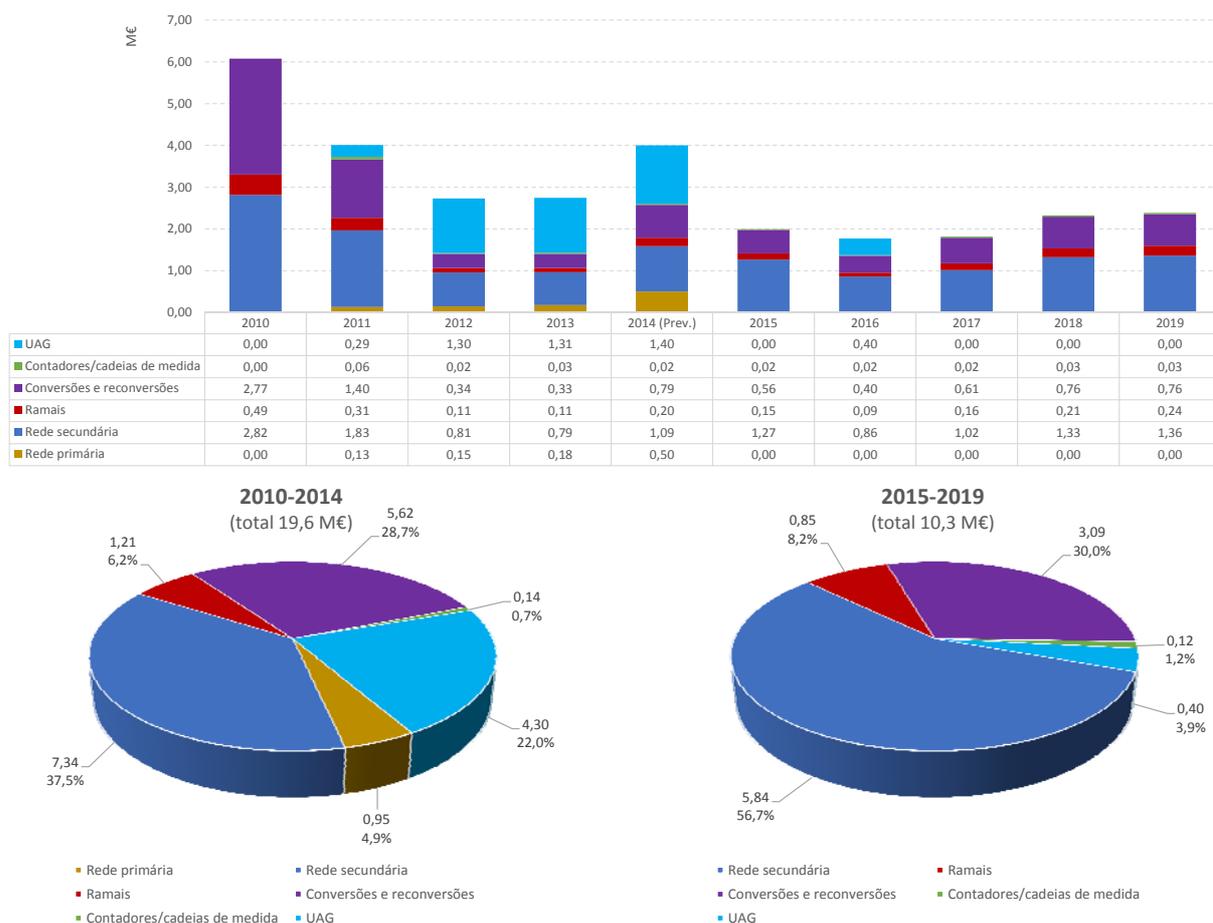


Fonte: Tagusgás

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “outros investimentos em infraestruturas” representa, na proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Tagusgás, 90,2% da totalidade do montante apresentado.

A figura 4-9 apresenta uma síntese do investimento executado e proposto pela Tagusgás para um horizonte de 10 anos, entre 2010 e 2019.

Figura 4-9 – Síntese do investimento executado/previsto para a Tagusgás, para o horizonte temporal de 2010 a 2019



Fonte: Tagusgás

A análise da figura anterior permite retirar as seguintes conclusões:

- O investimento executado pela Tagusgás registou decréscimos sucessivos, de 2010 até 2013. Nota-se uma subida acentuada do investimento em 2014, porém, importa sublinhar que o investimento apresentado para este ano é previsional (estimado em 2012), ou seja, trata-se do único ano do período 2010-2014 em que os custos apresentados não são valores reais.

Fazendo a ressalva ao ano 2014, observa-se uma tendência para redução do investimento ao longo do decénio, com uma ligeira retoma em 2018 e 2019.

Importa também sublinhar que a Tagusgás é uma concessionária de pequena dimensão quando comparada às restantes, pelo que a concentração de algumas intervenções de maior expressão num determinado ano é, em termos relativos, mais visível numa evolução plurianual.

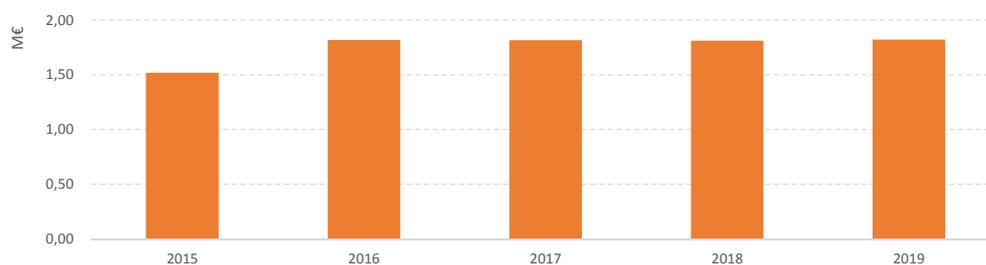
- Em termos das principais rubricas de investimento, observa-se que a rede secundária (baixa pressão) concentra os maiores montantes (sobretudo no período 2015-2019). Os montantes executados e previstos para as intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões) são também bastante expressivos, em torno dos 30% do montante global. Nota-se também um peso considerável do investimento em UAG no período 2010-2014.
- De 2010-2014 para 2015-2019, a Tagusgás prevê uma redução muito acentuada do investimento de 19,6 para 10,3 milhões de euros.

4.1.4 PROPOSTA DE PDIRD GN 2015-2019 DA SONORGÁS

A Sonorgás, contrariamente aos restantes operadores, não desagregou o investimento em “desenvolvimento de negócio”, “outros investimentos em infraestruturas” e “outros investimentos”.

A figura 4-10 apresenta para a proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Sonorgás a evolução do investimento, para o período 2015-2019.

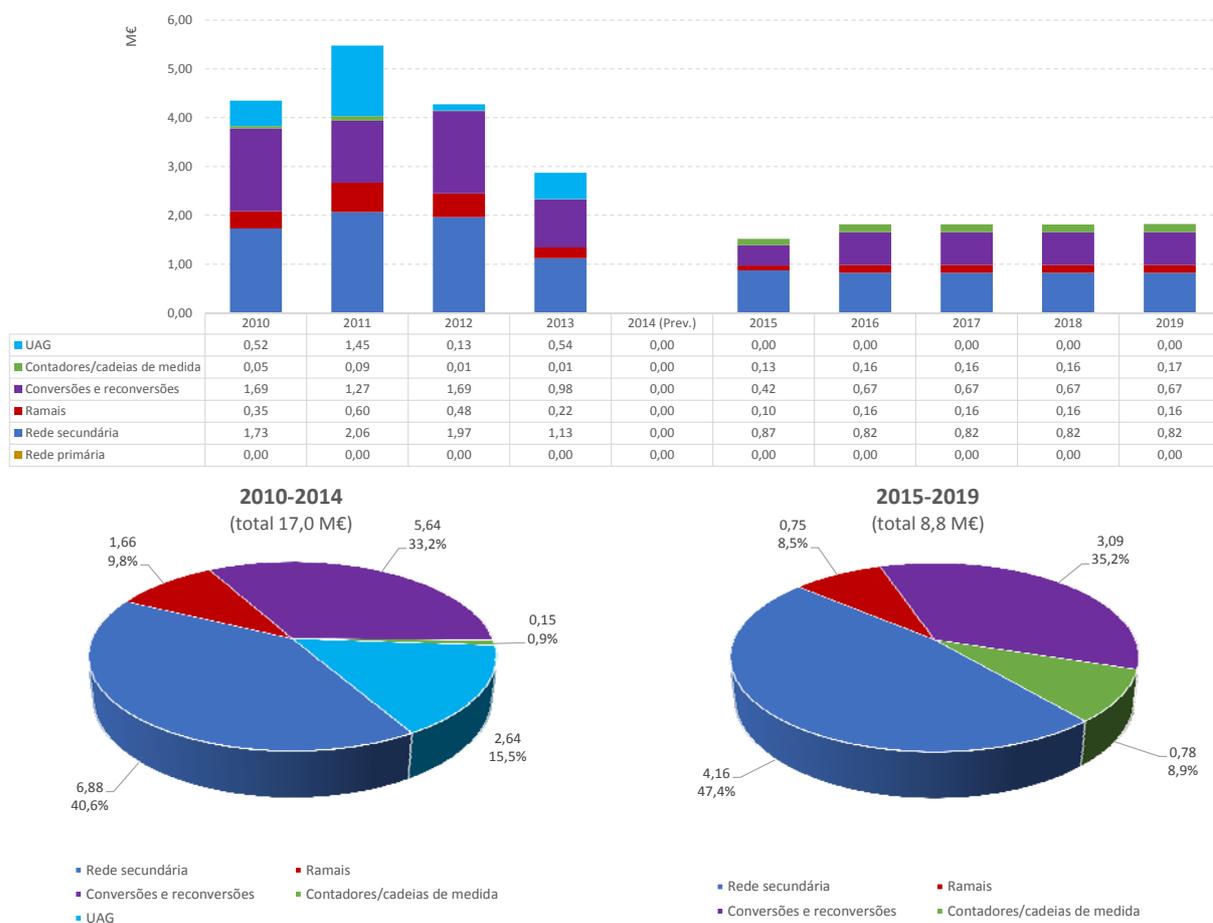
Figura 4-10 – Evolução do investimento da proposta de PDIRD GN 2015-2019 da Sonorgás, para os anos 2015 a 2019



Fonte: Sonorgás

A figura 4-11 apresenta uma síntese do investimento executado e proposto pela Sonorgás para o horizonte temporal de 10 anos, entre 2010 e 2019.

Figura 4-11 – Síntese do investimento executado/previsto para a Sonorgás, para o horizonte temporal de 2010 a 2019



Fonte: Sonorgás

A análise da figura anterior permite retirar as seguintes conclusões:

- O investimento executado pela Sonorgás registou uma evolução na qual se observa um período de crescimento até 2011 seguido de um abrandamento substancial. Os montantes estimados para o ano de 2014 foram retirados da análise uma vez que, à data em que foram estimados (2012) e apresentados à ERSE, a Sonorgás inclui os investimentos que previa realizar na eventualidade da sua licença passar a integrar mais 26 novos polos de consumo à qual a empresa se havia candidatado.

No que respeita ao período 2015-2019 a Sonorgás prevê estabilizar os seus investimentos em torno dos 1,8 milhões de euros.

Importa referir que a Sonorgás é a licenciada mais recente a operar no SNGN, pelo que é razoável considerar que, no período 2010-2014, a sua atividade não teria a mesma maturidade da registada pelo conjunto de operadores de rede do grupo Galp Energia, pela EDP Gás Distribuição e pela

Tagusgás, razão pela qual se observa nos primeiros anos do decénio um crescimento expressivo do investimento.

- Em termos das principais rubricas de investimento, observa-se que a rede secundária (baixa pressão) concentra os maiores montantes (sobretudo no período 2015-2019). Os montantes executados e previstos para as intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões) são também bastante expressivos, acima dos 33% do montante global.

Nota-se ainda um peso considerável do investimento em UAG, no período 2010-2014, associado aos investimentos iniciais de (novos) polos de consumo integrados na licença da Sonorgás - construção de novas UAG e reforço de UAG existentes.

- De 2010-2014 para 2015-2019, a Sonorgás prevê uma redução muito acentuada do investimento de 17,0 para 8,8 milhões de euros. No entanto, não se pode deixar de ter em conta o facto deste ORD ter concorrido aos 26 polos de consumo em concurso na sequência do Aviso n.º 8435/2012, da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), de 22 de junho de 2012.

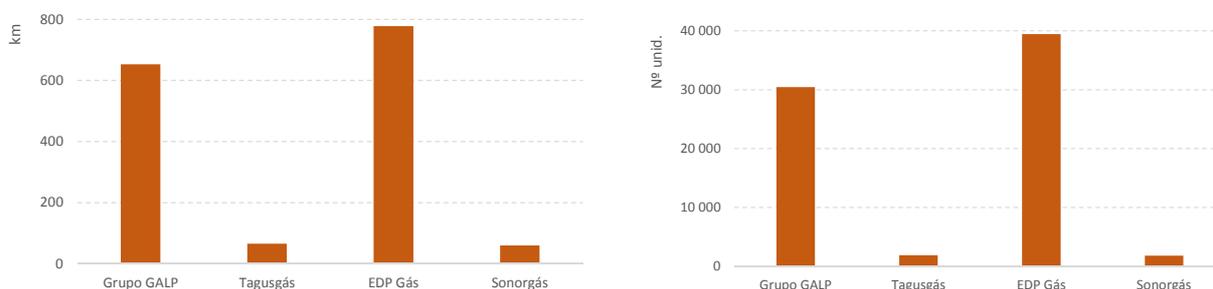
4.1.5 CARACTERIZAÇÃO DAS INTERVENÇÕES APRESENTADAS NAS PROPOSTAS DE PDIRD GN 2015-2019

Uma vez apresentadas as propostas de PDIRD GN 2015-2019 no que respeita a montantes de investimento, importa caracterizar as intervenções propriamente ditas, nomeadamente ao nível das rubricas de investimento referidas nos pontos anteriores, designadamente rede primária, rede secundária, ramais, conversões e reconversões, contadores/cadeias de medida e UAGs.

No que respeita à caracterização individual de cada rubrica de investimento, a ERSE irá focar a sua análise na rede secundária, ramais e conversões/reconversões que, em agregado, representam 225,8 milhões de euros, ou seja, 94,2% do investimento em infraestrutura (operadores e instalações de utilização dos consumidores).

A figura 4-12 caracteriza o investimento em rede secundária e ramais, apresentadas nas quatro propostas de PDIRD GN 2015-2019.

Figura 4-12 – Infraestruturas de rede novas (rede secundária e ramais) apresentadas nas propostas de PDIRD GN 2015-2019

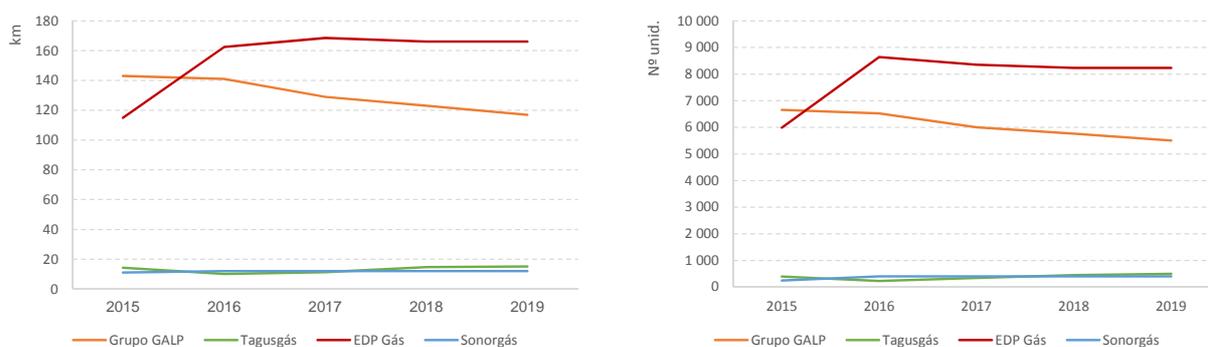


Fonte: Grupo GALP Energia, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Observa-se na figura anterior que as previsões de construção de rede secundária e ramais são bastante superiores para a EDP Gás Distribuição e para o conjunto de operadores do grupo Galp Energia do que as apresentadas pela Tagusgás e Sonorgás, refletindo-se, desta forma, as proporções dos montantes de investimento apresentados nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 (ver figura 4-1).

A figura 4-13 apresenta a desagregação da construção de rede secundária e ramais pelos anos abrangidos nas propostas de PDIRD GN 2015-2019, discriminando cada uma das quatro propostas apresentadas.

Figura 4-13 – Desenvolvimento das infraestruturas de rede (rede secundária e ramais), contempladas nas propostas de PDIRD GN 2015-2019, com desagregação anual de 2015 a 2019



Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

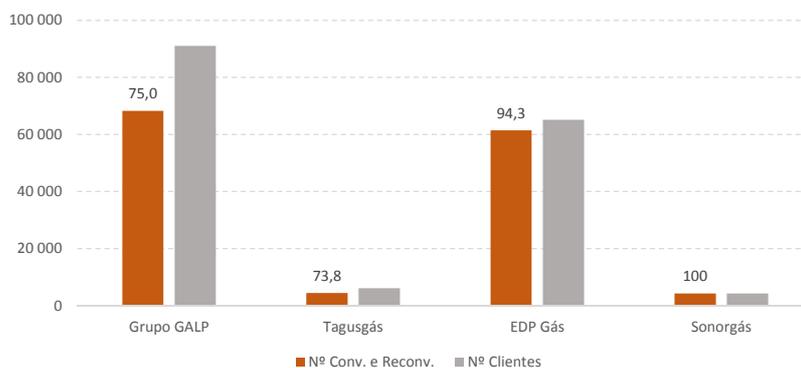
Observa-se da figura anterior que a construção anual de rede secundária e ramais da proposta de PDIRD da Galp Energia decresce gradualmente ao longo do horizonte temporal do plano. A EDP Gás Distribuição apresenta um crescimento acentuado de 2015 para 2016, mantendo o nível de construção de rede secundária e ramais sensivelmente constante nos restantes quatro anos do quinquénio. A Tagusgás e a Sonorgás repartem a construção de rede secundária e ramais de uma forma

aproximadamente constante ao longo dos cinco anos das respetivas propostas de PDIRD GN 2015-2019.

Importa sublinhar que os dados de construção de redes e ramais apresentados na figura 4-12 e na figura 4-13 estão alinhados com as sínteses dos investimentos apresentadas na figura 4-5, figura 4-7, figura 4-9 e figura 4-11, ou seja, a caracterização física acompanha as orçamentações apresentadas nas quatro propostas de PDIRD GN 2015-2019.

A figura 4-14 caracteriza o investimento no que respeita a conversões/reconversões, apresentadas nas quatro propostas de PDIRD GN 2015-2019, fazendo uma comparação com o número de consumidores previsivelmente angariados pelos operadores, conforme as estimativas apresentadas nas referidas propostas.

Figura 4-14 – Intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões) e número de consumidores ligados, conforme as propostas de PDIRD GN 2015-2019



Fonte: Grupo GALP Energia, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Da figura anterior importa reter os seguintes aspetos:

- O número de intervenções previstas pelos operadores das redes de distribuição, apresentadas nas propostas de PDIRD GN 2015-2019, reflete a dimensão dos montantes de investimento apresentadas nas sínteses de investimento das figuras 4-5, 4-7, 4-9 e 4-11, sendo bastante superior para a EDP Gás Distribuição e para o conjunto das empresas do grupo Galp Energia do que o apresentado pela Tagusgás e Sonorgás.
- Os ORD preveem realizar conversões/reconversões para a maioria dos novos consumidores que estimam ligar no decurso do horizonte temporal das propostas de PDIRD. Este paradigma é particularmente expressivo nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 da EDP Gás Distribuição e da Sonorgás que, respetivamente, preveem intervencionar 94,3% e 100% dos consumidores previsivelmente angariados no horizonte temporal dos planos. Este dado será de novo abordado no ponto 4.1.6 do presente parecer, aquando da análise dos custos específicos do investimento proposto.

4.1.6 CUSTOS ESPECÍFICOS DO INVESTIMENTO

No presente ponto serão abordados os custos específicos da construção de rede secundária, ramais e conversões/reconversões.

4.1.6.1 REDE SECUNDÁRIA E RAMAIS

No que respeita à rede secundária, o custo específico é apresentado em euros por metro linear de rede construída (€/m.l.). O custo específico da rede secundária depende de um conjunto de fatores, nomeadamente os seguintes:

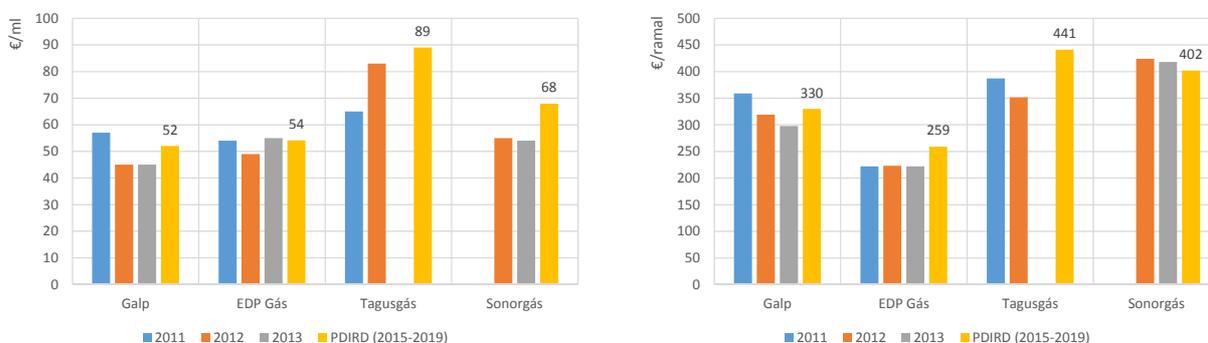
- O diâmetro da tubagem.
- O tipo de rede, em particular se se trata de uma renovação de rede, uma rede implantada em zonas sensíveis (como por exemplo em centros históricos), uma rede em urbanizações ou, o caso mais comum, uma rede implantada em via pública sem grandes constrangimentos.
- A existência dos designados “pontos especiais” onde se incluem travessias de estradas de grande tráfego, de caminho-de-ferro, de cursos de água, entre outros.

O custo específico da rede secundária pode variar entre os 85 €/m.l., para renovações de rede e implantações em zonas sensíveis, até valores abaixo dos 10 €/m.l., reportados para redes em urbanizações nos quais os promotores (em fase de loteamento) suportam uma parcela muito significativa do custo de construção. O custo médio nacional de uma rede secundária, de acordo com os relatórios de execução de 2013, foi de 55 €/m.l., sendo representativo do custo de uma rede com poucos condicionamentos. Para os “pontos especiais”, normalmente pouco frequentes, é difícil apontar custos específicos.

Para os ramais os custos específicos dependem fundamentalmente das distâncias dos ramais. O custo médio nacional, de acordo com os relatórios de execução de 2013, foi de 275 €/unid., sendo este valor representativo da distância média de um ramal.

A figura 4-15 apresenta a evolução dos custos específicos de construção de rede secundária e ramais, para o conjunto de ORD do grupo Galp Energia, para a EDP Gás Distribuição, para a Tagusgás e para a Sonorgás. A evolução apresentada na figura 4-15 inclui os custos reais reportados à ERSE nos relatórios de execução dos anos 2011, 2012 e 2013, bem como os custos apresentados pelos operadores nas quatro propostas de PDIRD GN 2015-2019 a que este parecer diz respeito. Note-se ainda que a informação prestada pela Tagusgás e pela Sonorgás, nos relatórios de execução, não permitiu apresentar dados para os anos 2013 e 2011, respetivamente.

Figura 4-15 – Evolução dos custos específicos de construção de rede secundária e ramais, conforme os relatórios de execução dos anos 2011, 2012 e 2013 e as propostas de PDIRD GN 2015-2019



Fonte: Grupo GALP Energia, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior mereceu os seguintes comentários:

- No que respeita aos dados dos relatórios de execução de 2011, 2012 e 2013, relativamente à construção de rede secundária, os custos específicos relativos ao conjunto das empresas do grupo Galp Energia, EDP Gás Distribuição e Sonorgás estão em linha com a média nacional da execução do ano 2013 (55 €/m.l.). Observou-se no caso do grupo Galp Energia valores inferiores em 2012 e 2013 motivados pela maior implantação de rede em urbanizações. A Tagusgás apresentou valores superiores (sobretudo em 2012), tendo prestado na altura os devidos esclarecimentos.
- Os valores apresentados nas propostas de PDIRD GN 2015-2019, para a construção de rede secundária, são razoáveis para o conjunto das empresas do grupo Galp Energia e para a EDP Gás Distribuição. Porém, para a Tagusgás e para a Sonorgás estes valores encontram-se muito acima da média nacional da execução de 2013.

A ERSE entende que, sem a devida justificação, estes valores não são aceitáveis, pelo que propõe a revisão das propostas de PDIRD GN 2015-2019 da Tagusgás e da Sonorgás neste aspeto. Com efeito, relembrando o ponto 2 do presente parecer, a apresentação nas propostas de custos específicos muito diferenciados dos valores médios reportados nos relatórios de execução requer a devida contextualização, a qual deverá ser sustentada em projetos de investimento individuais que, inequivocamente, justifiquem custos muito desalinhados dos custos reais reportados nas mais recentes execuções orçamentais.

- No que respeita a ramais, o custo específico obtido a partir dos relatórios de execução de 2011, 2012 e 2013 apresenta uma grande variabilidade. Genericamente, a EDP Gás Distribuição apresenta custos 20% abaixo da média nacional (275 €/unid. reportados em 2013) e o conjunto dos ORD do grupo Galp Energia 18% acima. A Tagusgás e a Sonorgás estão claramente desalinhadas com os 275 €/unid. da execução média nacional do ano 2013.

- Relativamente às propostas de PDIRD GN 2015-2019 os operadores das redes de distribuição apontam a custos específicos para a construção de ramais alinhadas com as suas mais recentes execuções. Esta prática inflaciona os custos de construção do conjunto das empresas do grupo Galp Energia e, de uma forma mais expressiva, os custos da Tagusgás e da Sonorgás.

A ERSE volta a propor a revisão das propostas de PDIRD GN 2015-2019 das empresas do grupo Galp Energia, da Tagusgás e da Sonorgás neste aspeto, entendendo que a apresentação nas propostas de custos específicos manifestamente elevados requer justificação, se oportuno baseada em projetos de investimento individuais.

4.1.6.2 CONVERSÕES/RECONVERSÕES

O custo suportado pelos operadores das redes de distribuição com as intervenções nas instalações de utilização dos consumidores (conversões/reconversões) representa, presentemente, a parcela mais elevada nas execuções orçamentais dos últimos anos. Com efeito, nos últimos relatórios de execução os custos reais com conversões/reconversões representaram 44%, em 2013 e 2012, e 42%, em 2011, do montante global investido na RNDGN a nível nacional.

No que respeita às propostas de PDIRD GN 2015-2019 às quais este parecer diz respeito, o custo global previsto para conversões/reconversões representa 43,3% do investimento em infraestruturação, sendo de novo a rubrica mais expressiva.

ENQUADRAMENTO

A intervenção dos operadores de distribuição de gás natural na construção/adaptação de instalações de utilização dos consumidores foi iniciada com a chegada de gás natural a Portugal, com especial incidência na operação de mudança do gás em Lisboa (conversão de gás manufacturado do carvão para gás natural). Este paradigma foi, de uma forma genérica, adotada por todos os operadores de distribuição de gás natural, tendo como finalidade fomentar o aumento da procura de gás natural, tornando assim as redes mais eficientes.

A medida foi, inicialmente, financiada por fundos comunitários, justificada pela falta de maturidade do setor em Portugal. A nível europeu, deixou de se considerar o setor do gás natural em Portugal como emergente e, como tal, o investimento em conversão/reconversão de instalações de utilização dos consumidores deixou de ser participado por fundos comunitários.

Importa também referir que num setor de gás natural maduro, como por exemplo sucede em Espanha, não são reconhecidos encargos com a participação dos operadores de distribuição na conversão/reconversão de instalações de utilização dos consumidores. Porém, é importante reconhecer que o setor do gás natural em Portugal não se encontra nas mesmas circunstâncias de Espanha e, mais

ainda, na dos países da Europa central, que contam com uma maturidade de mais de meio século enquanto a distribuição em Portugal apenas começou em 1997.

No que respeita à atividade de distribuição de gás natural em Portugal, refira-se que só a partir do Decreto-Lei n.º 521/99, de 10 de dezembro, se tornou obrigatório dotar as edificações com instalações de gás combustível adequadas à veiculação de gás natural, o que é representativo da inadequação do edificado nacional mais antigo no que respeita à utilização de gás natural.

Tendo em conta o contexto e procurando manter equidade no tratamento dos consumidores, a ERSE manteve a possibilidade de participação dos operadores nas conversões e reconversões. Contudo, no sentido de racionalizar este investimento a ERSE tem vindo a reduzir os valores das comparticipações dos operadores de rede de distribuição na construção e adaptação de instalações de utilização dos consumidores e, ainda, estabeleceu critérios de elegibilidade para a aceitação destes custos.

Tendo em conta o exposto, nos termos do n.º 3 do artigo 112.º do RRC, são reconhecidos custos aos operadores de distribuição de gás natural relativos a investimentos na construção ou adaptação das instalações de utilização dos consumidores (conversões/reconversões), nas seguintes circunstâncias:

1. Nas situações em que os consumidores sejam servidos por redes de GPL canalizado, construídas após 1999 de acordo com as especificações técnicas constantes do Decreto-Lei n.º 521/99, de 10 de dezembro, estando as instalações de utilização preparadas para veicular gás natural, ficando as intervenções do operador limitadas à adaptação dos aparelhos de queima.
2. Nas situações em que os consumidores sejam servidos por redes de GPL canalizado, construídas antes da publicação do Decreto-Lei n.º 521/99, de 10 de dezembro, não estando as respetivas instalações de utilização preparadas para veicular gás natural, podendo, neste caso, as intervenções do operador incidir sobre a conversão das instalações de utilização e adaptação dos aparelhos de queima.
3. Nas situações em que os consumidores não sejam servidos por redes de distribuição de gases combustíveis, podendo as intervenções a cargo do operador incidir sobre a conversão das instalações de utilização e adaptação dos aparelhos de queima.

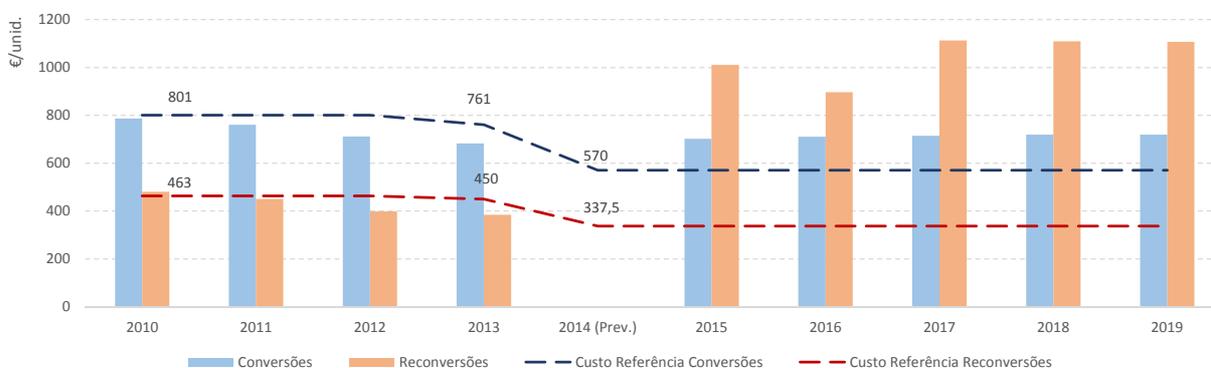
Nos termos do n.º2 do artigo 112.º do RRC, os custos aceites para efeitos tarifários estão limitados aos valores de referência a publicar anualmente pela ERSE com as tarifas de gás natural, sendo que para os casos referidos no número 3 os custos aceites não podem ultrapassar 95% dos custos de referência publicados.

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS UNITÁRIOS, CUSTOS DE REFERÊNCIA FIXADOS E IMPACTE DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA NAS PROPOSTAS DE PDIRD GN 2015-2019

A figura 4-16 apresenta, para o período 2010-2019, os seguintes dados:

- A evolução do custo unitário médio apresentado pelos operadores nos relatórios de execução de 2010 e 2013, para as conversões e reconversões.
- O custo unitário médio apresentado pelos operadores nas propostas de PDIRD GN 2015-2019, para o período 2015 a 2019.
- Os custos de referência publicados anualmente pela ERSE com as tarifas de gás natural, os quais presentemente se situam nos 570 €/unid. e 337,5 €/unid. para as conversões e reconversões, respetivamente. Estes valores representam o montante de participação máxima para a intervenção dos operadores na construção/adaptação instalações de utilização dos consumidores.

Figura 4-16 – Evolução dos custos unitários e custos de referência, para o período 2015-2019



Fonte: Grupo GALP Energia, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior permite constatar os seguintes aspetos:

- Os custos de referência para conversões e reconversões sofreram revisões em baixa, para aplicação nos anos 2013 e 2014.

Relativamente aos valores de 2010 o custo de referência para as conversões desceu 28,8% e para as reconversões 27,1%.

- Os operadores das redes de distribuição apresentaram nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 montantes para conversões e reconversões. No entanto, importa sublinhar que apenas a EDP Gás Distribuição e a Sonorgás distinguiram entre estes dois tipos de intervenção (as conversões das reconversões). Para o conjunto de empresas do grupo Galp Energia e para a Tagusgás, considerou-se que os valores unitários apurados correspondem a conversões.
- Os custos médios unitários, apurados nas propostas de PDIRD GN 2015-2019, tanto para conversões como para reconversões, situam-se acima dos custos de referência aceites para participação dos operadores na construção/adaptação das instalações de utilização dos consumidores.

Este aspeto é muito relevante, na medida em que, em todas as propostas de PDIRD GN 2015-019, os valores unitários para conversões e reconversões apurados excedem os valores de referência⁹, pelo que se propõe a revisão de todas as propostas apresentadas pelos ORD.

Os custos unitários médios para as conversões e reconversões, apurados nas propostas de PDIRD GN 2015-2019, são de 713,3 €/unid. e 1021,9 €/unid., respetivamente. O necessário ajustamento desta rubrica de investimento em todas as propostas de PDIRD GN 2015-2019 resulta, no mínimo, num decréscimo de 22,7 milhões de euros.

É ainda de considerar que, na revisão das propostas de PDIRD GN 2015-2019 relativamente aos custos com a adaptação/construção de instalações de utilização dos consumidores, sejam discriminadas as conversões e as reconversões por parte de todos os ORD, na medida em que os custos de referência associados a estas intervenções são muito diferentes. Por outro lado, revisitando a figura 4-14, a ERSE sublinha que nem todas as edificações são elegíveis para intervenções ao nível das conversões/reconversões, sendo numa primeira observação pouco razoável as taxas de intervenção apresentadas pela EDP Gás Distribuição e Sonorgás, as quais estimam comparticipar 94,3% e 100% dos consumidores ligados às redes no período 2015-2019.

4.1.7 APRECIACÃO SUMÁRIA E COMENTÁRIOS AO INVESTIMENTO PROPOSTO

A proposta de PDIRD GN da EDP Gás Distribuição totaliza 128,6 milhões de euros, ou seja, 48% de todo o investimento proposto para a RNDGN nas quatro propostas submetidas pelos ORDs para o período 2015 a 2019.

Este dado é muito relevante, na medida em que reflete o posicionamento da EDP Gás Distribuição relativamente ao investimento na sua área de concessão. Este ORD refere explicitamente na sua proposta de PDIRD GN a intenção de manter o investimento na expansão das suas redes, objetivando chegar a todos os concelhos da sua área concessionada no termo do horizonte temporal do presente plano, ou seja no ano de 2019.

A proposta do conjunto de empresas do grupo Galp Energia vai em sentido oposto. Isto é, invocando princípios de “racionalidade e de eficiência de recursos”, estes ORD orientam o esforço de investimento nas redes de distribuição para os concelhos já gaseificados. Os oito ORD do grupo Galp Energia propõem um investimento de 118,6 milhões de euros, ficando 7,8% abaixo do montante proposto pela EDP Gás Distribuição.

⁹ O conjunto das empresas do grupo Galp Energia apresentou um custo unitário para conversão de 665,9€, a EDP Gás Distribuição 782,3€, a Tagusgás 687,4€ e a Sonorgás 748,6€, todas acima de 570€. A EDP Gás Distribuição apresentou um custo unitário para reconversões de 1078,4€ e a Sonorgás 525€, ambas acima de 337,5€.

A Tagusgás e a Sonorgás apresentaram propostas de PDIRD GN 2015-2019 com montantes e 11,4 e 8,8 milhões de euros, respetivamente, refletindo também uma retração do investimento previsto para os próximos anos quando comparados as execuções orçamentais de 2010 a 2014.

À exceção da EDP Gás Distribuição, as propostas de PDIRD GN 2015-2019 apresentadas refletem um abrandamento do investimento.

No que respeita a custos específicos de investimento, os ORD apresentaram valores acima dos custos médios executados em 2013, sem qualquer justificação adicional. Com efeito, a Tagusgás, a Sonorgás e o conjunto dos ORD do grupo Galp Energia apresentaram custos específicos para as redes secundárias e ramais substancialmente acima dos valores de 2013 e, no que respeita a conversões/reconversões, todas as propostas de PDIRD GN 2015-2019 apresentaram valores que violam os máximos estabelecidos regulamentarmente. Assim, sobre esta matéria, a ERSE considera que as propostas de PDIRD GN 2015-2019 devem ser revistas em conformidade.

4.2 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL

4.2.1 INTRODUÇÃO

A oferta de gás natural nas redes de distribuição comporta as entregas de gás a partir da rede de transporte ou a partir de Unidades Autónomas de Gás Natural Liquefeito (UAG), às quais se associam, de uma forma genérica, os ORD que atuam em regime de concessão ou licença respetivamente.

As previsões da evolução da procura de gás são um dos fatores que determinam a avaliação das necessidades de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição de gás natural. Desta forma torna-se necessário que os ORD apresentem, na elaboração das propostas de PDIRD GN 2015-2019, as previsões de procura que servem de base ao mesmo. Segundo o n.º 3 do artigo 12.º-B do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro: “Os PDIRD devem basear-se na caracterização técnica das redes e na oferta e procura, atuais e previstas, aferidas com base na análise do mercado, devem estar coordenados com o PDIRGN e ter em conta o objetivo de facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura”.

Em termos gerais, a evolução do consumo de gás natural ao nível das redes de distribuição em Portugal pode ser separada em três fases. Uma primeira fase de crescimento moderado e de construção de nova rede de distribuição. Numa segunda fase, observa-se um crescimento muito mais acentuado, com a expansão das redes de distribuição e a ligação de clientes. Na terceira fase, verifica-se uma desaceleração do crescimento do consumo, com alguma saturação das redes onde se localizam os maiores consumos e a expansão da rede a zonas de menor expressão em termos de mercado potencial que se materializa numa diminuição da taxa de penetração do gás natural.

No entanto, existem diferenças significativas entre os vários ORD em termos de maturidade da sua atividade, em termos de dimensão e estrutura, como, ainda, em termos de características das suas áreas concessionadas ou licenciadas, que justificam que se situem em fases diferentes no processo de expansão da sua atividade.

A atividade de distribuição de gás natural teve início em 1997, marcando este ano a chegada do gás natural a todos os distribuidores regionais do litoral (Lisboagás, Lusitaniagás, EDP Gás Distribuição e Setgás).

A separação entre as atividades de distribuição e comercialização¹⁰ ocorreu com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2008 tendo abrangido 4 distribuidoras (EDP Gás Distribuição, Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás). O Quadro 4-1 apresenta os dados relativos aos anos de atribuição das concessões/licenças de distribuição de gás natural, bem como a data de início da distribuição física de gás natural.

Quadro 4-1 - Data de atribuição das concessões/licenças e início da distribuição de GN

	Data da concessão/ Licença	Início da distribuição de GN
Beiragás	1998	2000
Dianagás	2002 e 2005	2002
Duriensegás	2002 e 2008	2000
EDP Gás	1993	1997
Lisboagás	1993	1997
Lusitaniagás	1997	1997
Medigás	2002	2001
Paxgás	2008	2008
Setgás	1997	1997
Sonorgás	2004	2005
Tagusgás	1998	2001

Fonte: Empresas do sector de gás natural

As redes de distribuição de gás natural encontram-se, assim, em fases de desenvolvimento diferentes, em função da sua antiguidade. Com efeito, as diferentes maturidades dos ORD que atuam no SNGN, associado ao facto de a rede ter continuado a expandir-se nos últimos anos, levam a que parte da extensão da RNDGN ainda não tenha atingido os seus objetivos em termos de taxas de penetração. Assim, uma parte considerável do investimento apresentado nas propostas de PDIRD GN 2015-2019,

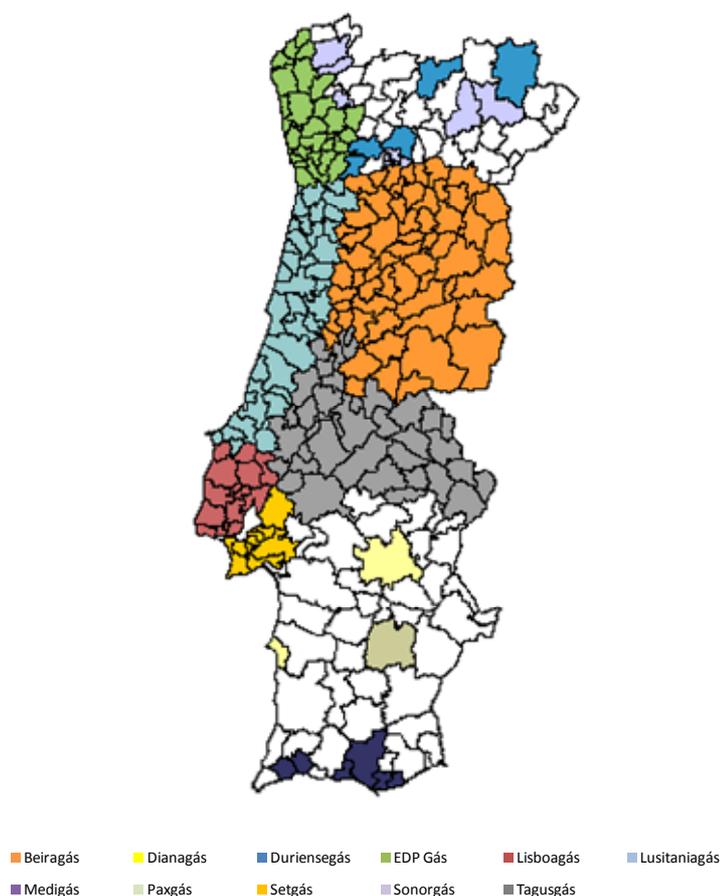
¹⁰ Aplicável a empresas com um número de clientes superior a 100 mil, nos termos do n.º 6, 7 e 8 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro.

está associado à densificação da rede existente, através da construção de pequenas extensões e ramais de ligação a novos consumidores.

Em termos de agrupamento empresarial, o grupo Galp Energia agrupa a maioria dos ORD (Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Paxgás e Setgás). Os restantes 3 ORD estão integrados em grupos autónomos.

As áreas concessionadas/licenciadas abrangem cerca de 93% da população em Portugal continental e 65% do território nacional. Na Figura 4-17 identificam-se as zonas abrangidas por cada concessionária/licenciada.

Figura 4-17 - Áreas de concessão e de licenciamento

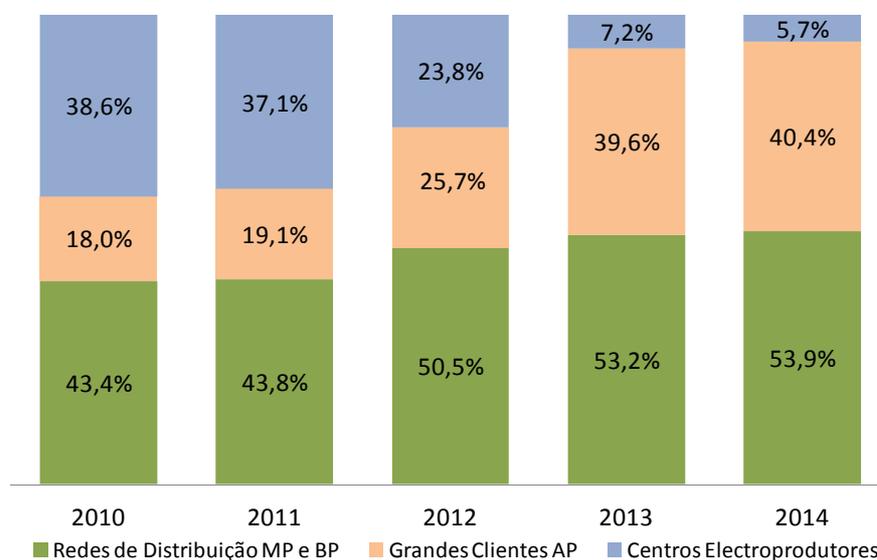


Fonte: Empresas do setor de gás natural

No entanto, apenas 20% da população de Portugal continental é consumidora de gás natural e a evolução da estrutura de consumo de gás natural em Portugal tem-se vindo a alterar ao longo dos últimos anos. Na Figura 4-18 pode-se observar esta alteração de estrutura de consumo, com uma diminuição do peso dos centros electroprodutores no consumo nacional e um aumento do peso relativo do consumo dos grandes clientes em alta pressão (AP) e do consumo de gás fornecido pela rede de

distribuição em MP e BP. Em 2014, o consumo de gás dos consumidores ligados em MP e BP representava cerca de 54% do consumo de gás em Portugal.

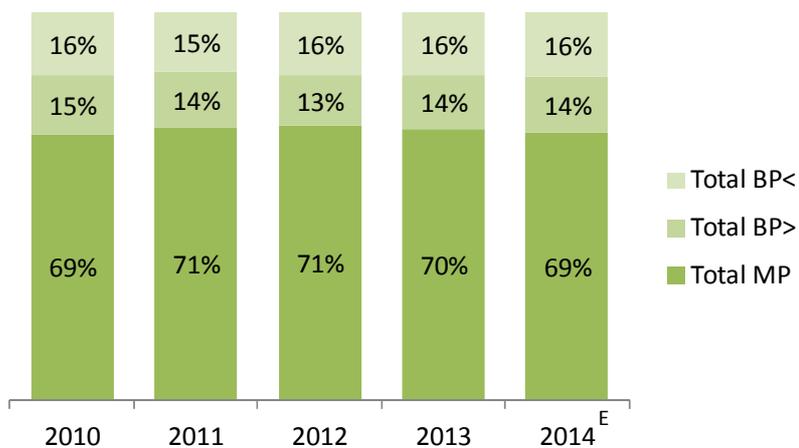
Figura 4-18 - Evolução da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal



Fonte: ERSE

Constata-se, no entanto, que a estrutura de consumo por nível de pressão na rede de distribuição é bastante estável (ver Figura 4-19), e que os consumidores domésticos (BP<) representam apenas cerca de 16% do gás fornecido pela rede de distribuição e que o gás consumido em MP representa quase 70% do total do gás distribuído.

Figura 4-19 – Gás natural distribuído, por nível de pressão



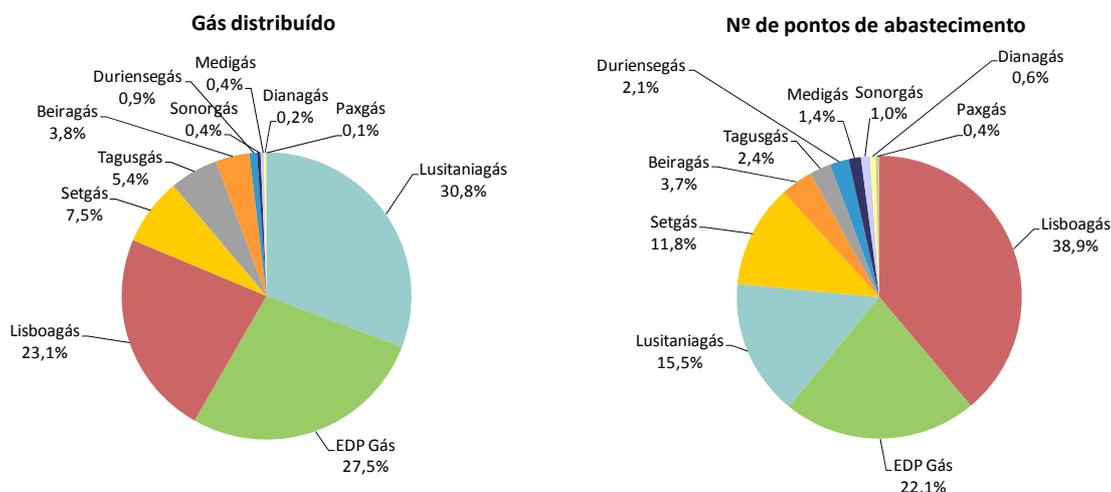
Fonte: ERSE, ORD

O exercício de caracterização geográfica da procura atual de gás natural, em particular a identificação do número de consumidores ligados e consumidores potenciais sobre as redes existentes, permite retirar algumas conclusões, designadamente:

- O potencial e a maturidade das concessões/licenças de distribuição de gás natural;
- Os objetivos razoáveis em termos de taxas de penetração para as redes de distribuição de gás natural;
- e, numa perspetiva mais abrangente, o nível de cobertura atual das concessões/licenças de distribuição de gás natural.

Como foi possível observar na Figura 4-17 as áreas de concessão dos quatro primeiros ORD (EDP Gás Distribuição, Lisboaagás, Lusitaniagás e Setgás) situam-se nas áreas mais populosas e de maior poder de compra do litoral do país. Esta circunstância, conjuntamente com o facto de essas empresas terem iniciado primeiro a sua atividade justificarão a grande diferença entre a dimensão desses quatro ORD e a dos restantes ORD, como se pode observar na figura que se segue.

Figura 4-20 - Gás natural distribuído e número de pontos de abastecimento (2013, % do total)

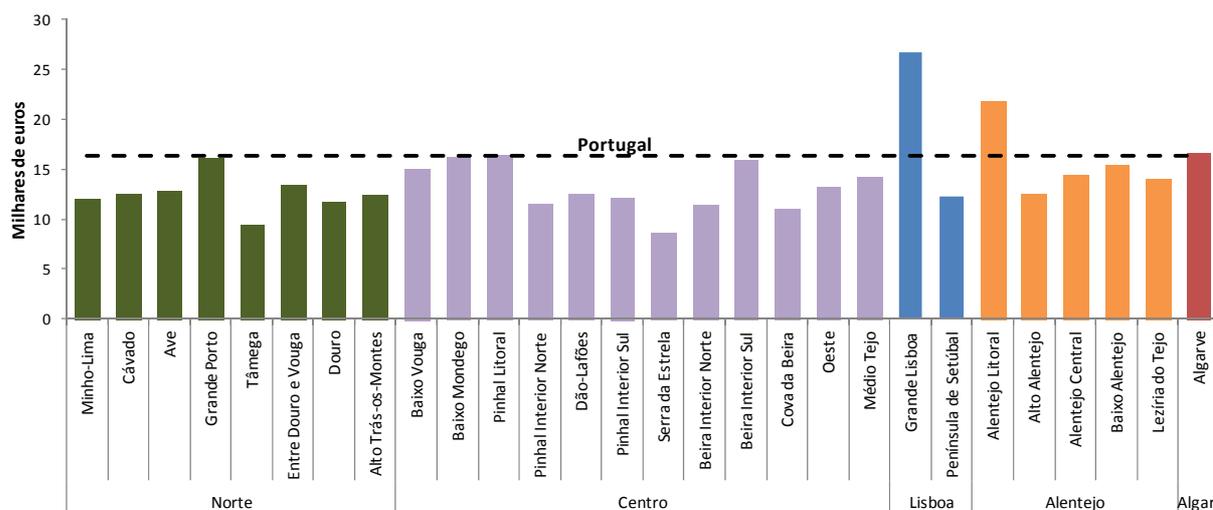


Fonte: Empresas do setor de gás natural

As diferentes características socioeconómicas e climatéricas de cada área das concessões/licenças de distribuição de gás natural são fatores determinantes na evolução do consumo da rede de distribuição e do desenvolvimento futuro da mesma.

Na Figura 4-21 pode-se observar a disparidade regional portuguesa quando medida em termos de PIB por habitante para o maior nível de desagregação publicado pelo INE (NUTS III¹¹). Podemos observar nesta figura que a Grande Lisboa e o Alentejo Litoral se destacam com valores bastante superiores ao nacional, em oposição com os valores observados para a Serra da Estrela e para o Tâmega, os mais baixos das NUTS apresentadas, quase metade do PIB *per capita* nacional.

Figura 4-21 – PIB por habitante e NUTS III, excluindo regiões autónomas (2013, preços correntes, EUR 10³)

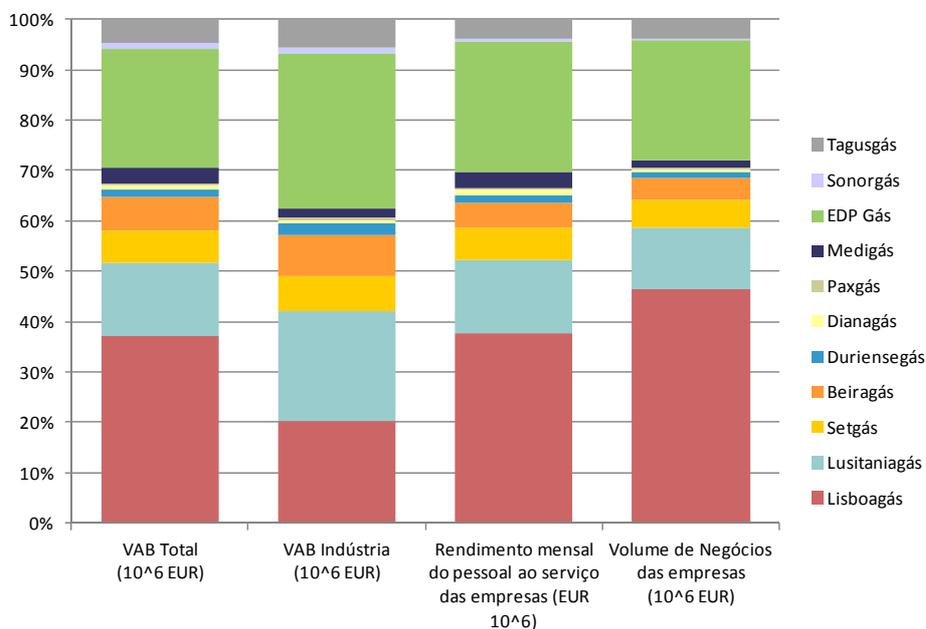


Fonte: ERSE, INE

Partindo de dados publicados com uma desagregação ao nível do município é possível agregar e construir alguns indicadores para cada ORD e respetivas áreas concessões/licenças de distribuição de gás natural. Na Figura 4-22 abaixo são apresentados alguns desses indicadores que permitem a comparação das diferentes dimensões económicas das várias áreas de concessão/licença de cada ORD, considerando a dimensão absoluta dessas áreas geográficas, e que permitem observar essas diferentes dimensões económicas do mercado para cada ORD.

¹¹ Nomenclatura das Unidades Territoriais para Fins Estatísticos. Nomenclatura estatística comum das unidades territoriais, de modo a permitir a recolha, organização e difusão de estatísticas regionais harmonizadas na Comunidade Europeia. A nomenclatura NUTS é hierárquica. Subdivide cada Estado-Membro em unidades territoriais de nível NUTS 1, cada uma das quais é subdividida em unidades territoriais de nível NUTS 2, sendo estas, por sua vez, subdivididas em unidades territoriais de nível NUTS 3.

Figura 4-22 – VAB Total, VAB indústria, Rendimento mensal do pessoal ao serviço das empresas e volume de negócios das empresas, agregados para as áreas concessões/licenças de cada ORD (2012 e 2013, em % do total)

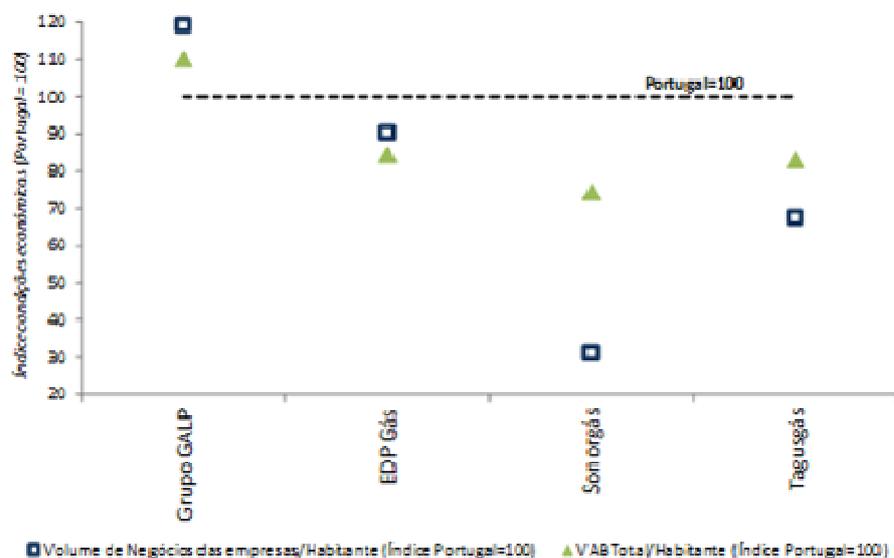


Fonte: ERSE, INE

A Lisboagás é o ORD com a maior dimensão em termos de três dos indicadores (VAB Total, rendimento mensal do pessoal ao serviço das empresas e volume de negócios das empresas na região), registando em termos de VAB da Indústria apenas o terceiro maior valor, inferior à EDP Gás Distribuição e à Lusitaniagás.

A partir dos dados da população residente, do VAB total e do volume de negócios das empresas, foram calculados os indicadores apresentados na figura *infra*.

Figura 4-23 – Indicadores *per capita* para os municípios das licenças/concessões de cada grupo económico

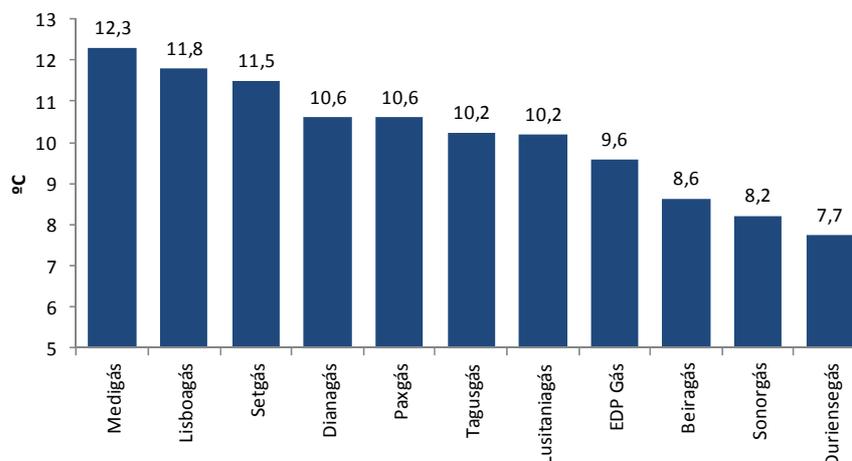


Fonte: ERSE, INE

Em termos de indicadores económicos *per capita* (volume de negócios e VAB) o grupo Galp Energia destaca-se, com ambos os indicadores acima do valor do país. A EDP Gás Distribuição regista um valor bastante mais favorável em termos de volume de negócios por habitante quando comparada com a Tagusgás e com a Sonorgás, embora apresente um VAB por habitante apenas marginalmente acima da Tagusgás. A Sonorgás é o grupo que sobressai pela negativa, registando um valor do volume de negócios *per capita* bastante inferior aos restantes grupos e que representa apenas 31% o valor nacional.

Um outro vetor com influência na evolução do consumo de gás natural, nomeadamente ao nível do segmento doméstico, de cada ORD são as características climáticas de cada área da concessão/licença de distribuição de gás natural. Na Figura 4-24 podemos observar a média das temperaturas mínimas ao longo do ano de 2013 nas respetivas áreas de concessão/licença de cada ORD.

Figura 4-24 – Temperaturas mínimas (média 2013, °C)



Fonte: ERSE, INE

A Duriensegás é a empresa que regista a menor temperatura mínima da respetiva área geográfica com um registo de 7,7°C, seguida da Sonorgás, com um valor ligeiramente acima, de 8,2°C. Num plano oposto, a Medigás regista as temperaturas mínimas mais elevadas, a única com um registo acima dos 12°C.

O contexto macroeconómico e os diferentes níveis de maturidade do mercado de cada região da concessão/licença, bem como as condições geográficas e económicas poderão, assim, ter impactos bastante distintos na avaliação da evolução da oferta e procura de gás natural nas várias regiões do país e dos consumos por nível de pressão e tipo de cliente.

A evolução da procura de gás natural pode ser influenciada, adicionalmente, por novas utilizações do gás natural, como seja no setor dos transportes, com o gás natural veicular ou pela evolução dos preços relativos de outras fontes de energia que se poderão considerar substitutas, tais como o GPL, o Propano ou, ainda, a energia elétrica. Assim, existe um conjunto vasto de variáveis que podem explicar a evolução da procura nas áreas de rede já desenvolvidas ou nas áreas de rede que podem, potencialmente, ainda ser construídas.

No entanto, a globalidade dos ORD são omissos quanto a análises de mercado e a cenários macroeconómicos, que sustentem as suas previsões da procura, quer a nível nacional, quer a nível regional.

Assim, a ERSE considera que devem ser realizadas análises de mercado e de conjuntura macroeconómica que permitam avaliar a procura global e identificar as necessidades de investimento.

4.2.2 INFORMAÇÃO RECEBIDA

De seguida são brevemente apresentados os pressupostos que sustentam as previsões dos ORD por proposta de PDIRD GN 2015-2019, procurando evidenciar os fatores que justificam a evolução da procura, para cada empresa.

EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO

No caso da EDP Gás Distribuição, os pressupostos identificados na sua proposta de PDIRD GN 2015-2019 que possam ter impacto na evolução do consumo de gás natural prevista na sua área de concessão são: (i) ligeira diminuição da taxa de penetração; (ii) estagnação do mercado habitacional e (iii) valores de consumos unitários estáveis.

A EDP Gás Distribuição refere que “No final de 2014 a área concessionada deverá assegurar o abastecimento de gás natural a 28 concelhos” e prevê a “cobertura integral da área de concessão até ao final do período do presente plano.”, não incorporando no PDIRD GN 2015-2019 previsões associadas aos concursos limitados por prévia qualificação para atribuição de licença de distribuição local de gás natural, apesar de fazer uma breve referência à candidatura¹².

GRUPO GALP ENERGIA

Na proposta de PDIRD GN 2015-2019 dos ORD do grupo Galp Energia não existem previsões para o conjunto da rede. São, apenas, referidos os traços gerais da estratégia empresarial do grupo Galp Energia, não havendo explicitação dos pressupostos que poderão ter impacto na avaliação da evolução do consumo de gás natural, nomeadamente de cada um dos ORD pertencentes ao grupo. O grupo Galp Energia não prevê nenhum projeto de expansão a novos concelhos das áreas de influência das concessões, tendo como estratégia do grupo “orientar o esforço de investimento da Distribuição de GN para concelhos já gaseificados” que “assenta em pequenas extensões de redes construídas ou a construir sobre a infraestrutura de distribuição já em serviço para ligar novos clientes de GN”, mantendo-se um nível estável da dotação orçamental para a ligação a novos clientes.

SONORGÁS

Na sua proposta de PDIRD GN 2015-2019, a Sonorgás refere que, nos valores apurados para os investimentos, teve “em conta as zonas de expansão urbana e comercial de acordo com a densidade

¹² Dos 26 polos de consumo em concurso na sequência do Aviso n.º 8435/2012, da Direção -Geral de Energia e Geologia (DGEG), de 22 de junho de 2012, a EDP Gás Distribuição concorre apenas aos seguintes: Monção, Amares, Melgaço, Cabeceiras de Basto, Celorico e Mondim de Bastos e Vieira do Minho.

populacional, a necessidade de acompanhamento das infraestruturas a executar pelos municípios nos locais onde ainda não existe rede de distribuição de gás, bem como a ligação a loteamentos previstos.”

À semelhança da EDP Gás Distribuição, a Sonorgás também não incorpora previsões associadas ao concurso limitado por prévia qualificação para atribuição de licenças de distribuição local de gás natural¹³, apesar de uma referência à candidatura e a apresentação de alguns números, não contemplando qualquer previsão de extensão da rede a novos concelhos.

TAGUSGÁS

A Tagusgás, em termos de investimentos em Desenvolvimento de Negócio, define de forma global para o período de análise da sua proposta de PDIRD GN 2015-2019, que o investimento a realizar se prende com a construção de pequenas extensões da rede sobre a infraestrutura existente, permitindo o acesso de gás natural a novos clientes, apresentando uma previsão da extensão da rede a quatro novos concelho. É de realçar que a Tagusgás identifica os principais clientes que beneficiam da extensão da rede, sendo apresentados alguns detalhes nas fichas de caracterização dos investimentos.

No entanto, à semelhança das propostas dos restantes ORD, a Tagusgás não apresenta os pressupostos e as fundamentações para a evolução da procura de gás natural e evolução do número de clientes, referindo apenas que no médio prazo a variação do consumo de gás natural tenderá a aproximar-se do comportamento da atividade económica do país.

4.2.3 CENÁRIO MACROECONÓMICO

Apresenta-se de seguida o cenário macroeconómico prospetivado para a evolução da economia a médio prazo.

Registe-se, contudo, que a possibilidade de comparação desse cenário com os cenários económicos, apresentados pelos ORD a nível regional e nacional teria constituído um exercício útil de avaliação e de comparação das perspetivas económicas que justificariam as respetivas propostas de PDIRD GN.

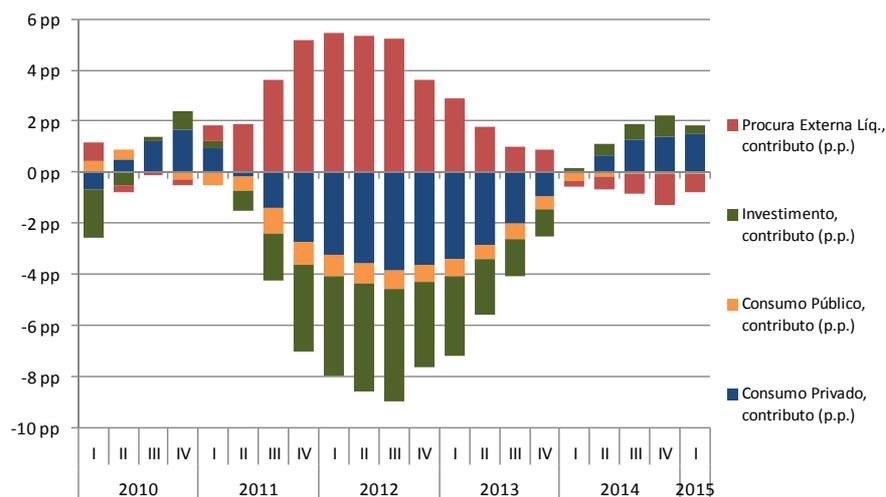
CENÁRIO MACROECONÓMICO PARA A ECONOMIA PORTUGUESA

Em 2014 a economia portuguesa, marcada pelo fim do Programa de Assistência Económica e Financeira, em maio de 2014, e a recuperação do acesso aos mercados de financiamento, caracterizou-se por uma recuperação da atividade, com o PIB a registar um crescimento de 0,9%, depois de três anos de recessão económica. Esta recuperação da atividade em 2014 foi principalmente sustentada na

¹³ A Sonorgás concorre aos 26 polos de consumo em concurso.

procura interna com o consumo privado e o investimento a registarem uma forte recuperação, ao contrário dos anos anteriores. Na Figura 4-25 pode-se observar esta inversão do padrão de crescimento da economia da economia portuguesa em 2014, quando comparado com os três anos anteriores.

Figura 4-25 – Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida para a taxa de crescimento do PIB em Portugal**



*Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento];

**Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];

Fonte: ERSE, INE.

Entre o segundo trimestre de 2011 e o final de 2013, o principal *driver* positivo de crescimento da economia portuguesa foi a procura externa líquida, com o crescimento muito acentuado das exportações, tendo o investimento e o consumo privado contribuído negativamente durante esse período. Em 2014 inverteu-se esse padrão de crescimento, com uma retoma do crescimento do consumo privado e do investimento, tendo as importações observado taxas de crescimento muito acentuadas, com um registo de crescimento de 6,4% no conjunto desse ano, em contraste com o abrandamento do ritmo do crescimento das exportações, 3,3% no conjunto do ano, levando ao contributo negativo da procura externa líquida.

Para 2015 e 2016, segundo as projeções mais recentes do Banco de Portugal (BdP)¹⁴, as previsões apontam para uma recuperação da economia portuguesa, com crescimentos de 1,7% e 1,9% (Figura 4-26), respetivamente.

¹⁴ "Projeções para a economia portuguesa: 2015-2017", 25 de Março 2015, Banco de Portugal

Figura 4-26 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: ERSE, INE e Banco de Portugal

Estas projeções do BdP têm subjacente uma aceleração sustentada das exportações, contribuindo para a manutenção de excedente da balança corrente e de capital (+3,3% do PIB em 2015 e em 2016) e de um crescimento da procura interna, apesar da evolução da economia estar ainda dependente da necessidade de consolidação orçamental, que estará, por sua vez, condicionada pelos resultados eleitorais em setembro/outubro do corrente ano.

Neste quadro de evolução da economia previsto pelo BdP está também subjacente um cenário de aumento do emprego, num enquadramento de pressões desinflationistas, com hipotéticos cenários de evolução de consequências mistas.

No que se refere aos cenários hipotéticos positivos, os mais significativos decorrem da queda acentuada do preço do petróleo, do início do programa de *Quantitative Easing* (QE) do Banco Central Europeu (BCE) e da consequente desvalorização do euro. A queda do preço do petróleo poderá permitir uma baixa de preços, e, consequentemente, levar ao aumento do rendimento disponível das famílias. O programa de QE do BCE visa combater a ameaça de deflação. A divergência entre as expectativas de manutenção da taxa de juro de referência do BCE nos valores mínimos atuais, por um prolongado período de tempo¹⁵, e as expectativas de subida em relação à taxa de juro de referência do dólar na segunda metade do ano¹⁶ levaram a uma forte desvalorização do euro face ao dólar americano, desde um máximo de 1,39 EUR/USD, em março de 2014, para 1,08 EUR/USD no final do primeiro trimestre de

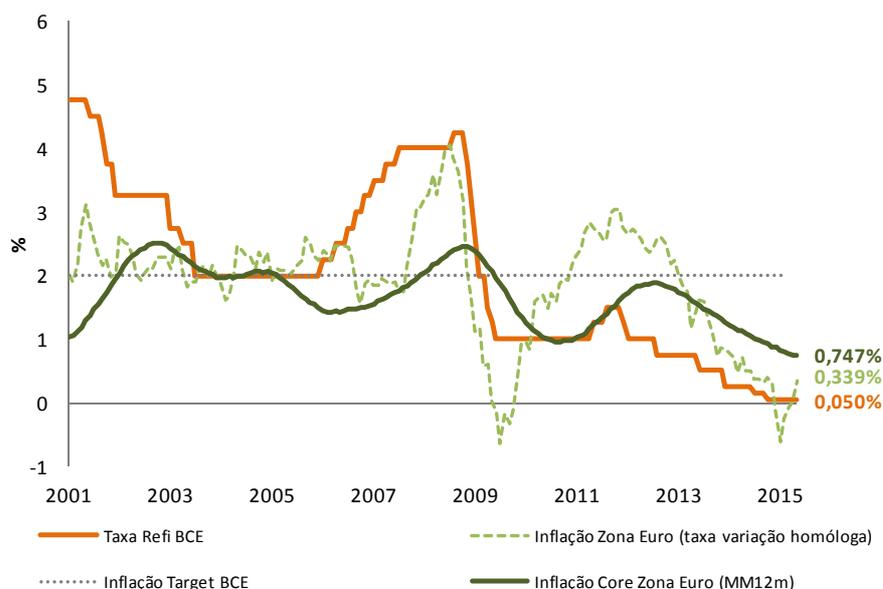
¹⁵ No atual cenário de combate à (des)inflação na Zona Euro, com o programa de QE do BCE, e tendo em conta que a política monetária deverá demorar a ter impacto visível nos níveis de inflação, há expectativas que os atuais níveis, historicamente baixos, da taxa de juro de referência do BCE, se possa prolongar por um período de tempo alargado,

¹⁶ Existindo apenas dúvidas quanto ao momento e o ritmo de aumento da taxa de referência por parte da Reserva Federal dos Estados Unidos, tendo em conta que a Presidente do FED, Janet Yellen, tem afirmado que o ritmo irá depender da informação económica divulgada (*data dependent*).

2015 (uma desvalorização do euro face ao dólar de -22%). Esta forte depreciação do euro deverá favorecer as empresas exportadoras portuguesas, levando a uma aceleração das exportações, que poderão observar um crescimento robusto já neste ano de 2015. Este conjunto de fatores mais positivos deverá permitir a retoma do investimento, sendo expectável que aqueles fatores também possam impulsionar o consumo, aumentando a procura e dinamizando a economia.

No que diz respeito aos cenários negativos, podem-se realçar a continuação da necessidade de consolidação orçamental, os riscos e as tensões geopolíticas (Grécia, Rússia/Ucrânia, Arábia Saudita/Lémen) e a ameaça de deflação. Esta ameaça tem sido um dos principais fatores que levaram ao anúncio das operações de compra de dívida por parte do BCE, em janeiro passado, no âmbito do seu programa de QE. A inflação média anual core da Zona Euro encontra-se em mínimos históricos, próximo de zero, e a desinflação é uma realidade (ver Figura 4-27).

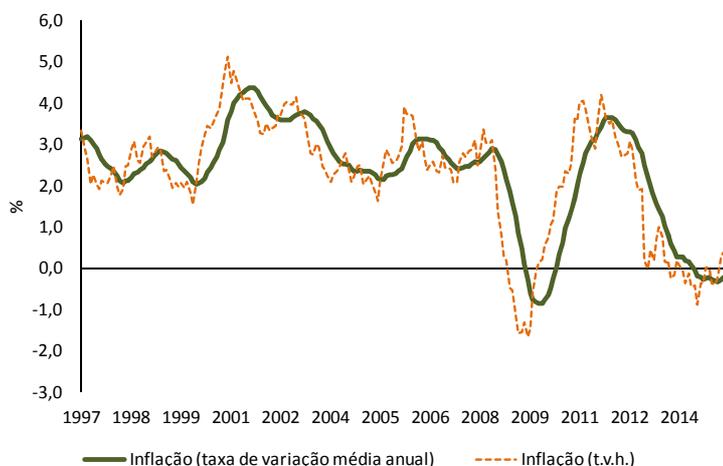
Figura 4-27 - Taxas refi e inflação



Fonte: ERSE, Reuters

Em Portugal a variação média anual do IPC tem registado valores sistematicamente negativos desde julho de 2014, entre -0,2% e -0,3% (em abril de 2015 registou um valor de -0,2%) e desde março de 2012 que se observa uma diminuição da taxa de inflação média em Portugal (Figura 4-28).

Figura 4-28 - Inflação em Portugal



Fonte: ERSE, INE

Assim, ao longo do ano de 2015, deverá assistir-se a uma aceleração da atividade, impulsionada pelo consumo privado e pelas exportações, nomeadamente por efeito da desvalorização do euro. Na figura *infra* são apresentados os valores das previsões do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, do FMI e da OCED, para 2015 e 2016. As previsões do BdP e da CE em 2015 são de um crescimento de 1,7% e 1,6%, respetivamente. As previsões do FMI são menos otimistas que as do BdP, com uma previsão de recuperação da economia portuguesa mais moderada, com um crescimento previsto de 1,6% para 2015 e 1,5% em 2016. Para além de 2016, e até 2019, a única instituição a apresentar previsões é o FMI. Esta instituição perspetiva um abrandamento gradual do crescimento da economia portuguesa de 1,5% em 2016 para 1,2% em 2019.

Figura 4-29 - Economia portuguesa - principais indicadores

Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado

	2014	2015 ^P	2016 ^P	2015 ^P				2016 ^P				2017 ^P	2018 ^P	2019 ^P
	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	OCDE	CE	Banco de Portugal	FMI	OCDE	CE	FMI	FMI	FMI
PIB	1,3	1,6	1,8	1,7	1,6	1,6	1,6	1,9	1,5	1,8	1,8	1,4	1,3	1,2
Consumo privado	2,2	2,0	1,6	2,4	1,7	1,8	2,0	1,7	1,6	1,5	1,6	1,5	1,3	1,1
Consumo público	-0,3	-0,5	0,4	-0,5	-0,5	-0,5	-0,3	0,2	0,9	0,2	0,2	0,8	0,9	0,9
Investimento	5,3	3,4	3,5	4,0	3,1	2,9	3,5	4,4	2,6	3,1	4,0	2,4	2,4	2,4
Exportações	3,3	5,3	5,5	4,3	5,5	6,2	5,3	5,8	4,8	5,4	6,1	4,5	4,4	4,4
Importações	6,4	4,3	5,2	3,9	4,0	4,7	4,7	5,5	4,8	4,8	5,8	4,7	4,6	4,5
Inflação*	-0,2	0,3	1,1	0,2	0,6	0,1	0,2	1,1	1,3	0,7	1,3	1,5	1,6	1,7
Balança Corrente e de Capital (% do PIB)**	3,0	3,0	3,1	3,3	n.d.	n.d.	2,6	3,3	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	n.d.
Desemprego (% população ativa)	13,9	13,2	12,6	n.d.	13,1	13,2	13,4	n.d.	12,6	12,6	12,6	12,1	11,7	11,2

(*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC)

(**) Comissão Europeia (CE): Capacidade / necessidade líquida de financiamento, com base nas Contas Nacionais; P - Previsões P - Previsões

Fontes: Banco de Portugal - "Projeções para a economia portuguesa: 2015-2017", 25 de Março 2015; FMI - *World Economic Outlook*, abril/2015; FMI - Portugal: *IMF Country Report No. 15/126, May 2015*; OCDE - *Economic Outlook N. 97*, junho/2015; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas maio 2015.

Esta evolução de mais longo prazo da economia nacional está dependente de diversas condicionantes internas e externas, que não permitem garantir uma recuperação da economia que reponha o nível de atividade observado em 2007, com um crescimento do PIB de 2,5%.

4.2.4 EVOLUÇÃO PROCURA DE GÁS NATURAL 2010-2014 E PREVISÕES 2015-2019

As perspetivas de evolução da procura de gás natural constituem um dos aspetos mais relevantes no planeamento e na tomada de decisão sobre os investimentos a realizar, sendo uma ferramenta basilar na avaliação técnica e económica destes investimentos.

Como referido anteriormente, as propostas de PDIRDGN dos ORD do grupo Galp Energia e da Sonorgás não apresentam qualquer informação relativamente à procura global de gás, apresentando apenas previsões de consumo para os novos clientes, sendo que esta evolução de consumo carece de informação quanto aos pressupostos e análises de mercado que fundamentem essas previsões da procura.

Com exceção da EDP Gás Distribuição, os ORD não disponibilizam informação de dados históricos por tipo de cliente, que permita fazer uma comparação temporal da evolução dos consumos de gás segmentada por tipo de cliente, nomeadamente por tipo de pressão. A comparação com os dados históricos de que a ERSE dispõe, reportados pelos ORD em sede do reporte obrigatório para cálculo de tarifas, torna-se mais difícil, não só pela diferente desagregação de clientes anteriormente mencionada (“Domésticos”, “Serviços” ou “Terciário” e “Industrial” / “MP”, “BP>” e “BP<”), mas também pela omissão de informação nas propostas de PDIRD GN quanto à possibilidade de alguns dados apresentados para o nível de pressão BP> serem ligações físicas em Baixa Pressão, mas poderem estar considerados em MP¹⁷.

No entanto podemos comparar os dados históricos reais (2010-2013), estimados para 2014 e as previsões de cada ORD apresentadas no PDIRD GN 2015-2019, para o número de pontos de abastecimento, para o gás natural distribuído e o consumo unitário (gás natural distribuído por ponto de abastecimento). No Quadro 4-3 são apresentados os mesmos indicadores, agregando os ORD do grupo Galp Energia.

¹⁷ Devido à possibilidade de opção referida anteriormente de as entregas em Baixa Pressão com consumos superiores a um limiar, poderem optar pelas tarifas de acesso às Redes de Média Pressão

Quadro 4-2 – Dados por ORD:
Número de pontos de abastecimento¹⁸, gás natural distribuído global e por ponto de abastecimento

Número de pontos de abastecimento

Unid: Pts abastecimento	Real				Estimado	Previsões PDIRD-GN					TCMA ₁₀₋₁₄	TCMA ₁₄₋₁₉	Média
	2010	2011	2012	2013		2014	2015	2016	2017	2018			
Lisboagás	494 251	502 154	508 105	515 243	521 787	529 891	537 805	544 917	550 770	556 330	1,4%	1,3%	526 125
Lusitaniagás	185 439	190 943	197 612	205 567	209 904	215 010	220 110	225 096	230 225	235 098	3,1%	2,3%	211 500
Setgás	143 618	147 248	151 265	156 167	159 513	162 965	166 304	169 410	172 534	175 501	2,7%	1,9%	160 452
Beiragás	41 571	44 652	46 790	48 775	50 439	51 813	53 148	54 360	55 571	56 722	5,0%	2,4%	50 384
Duriensegás	22 673	24 807	26 711	27 972	28 667	29 481	30 164	30 710	31 255	31 800	6,0%	2,1%	28 424
Dianagás	5 640	6 589	7 514	8 295	9 054	9 433	9 897	10 257	10 617	10 977	12,6%	3,9%	8 827
Paxgás	2 767	4 219	5 078	5 548	6 085	6 317	6 467	6 541	6 615	6 689	21,8%	1,9%	5 633
Medigás	14 473	15 866	17 203	18 584	19 402	20 088	20 779	21 438	22 097	22 756	7,6%	3,2%	19 268
EDP Gás	228 315	251 886	274 330	292 211	303 713	312 395	325 275	336 564	347 697	358 831	7,4%	3,4%	303 122
Sonorgás	8 628	10 749	12 666	13 708	14 426	15 041	15 956	16 874	17 791	18 715	13,7%	5,3%	14 455
Tagusgás	27 328	30 130	31 514	32 120	32 752	33 570	34 173	35 083	36 153	37 253	4,6%	2,6%	33 007
Total	1 174 703	1 229 242	1 278 786	1 324 188	1 355 740	1 386 002	1 420 076	1 451 248	1 481 323	1 510 670	3,6%	2,2%	1 361 198

Gás distribuído (GWh)

Unid: GWh	Real				Estimado	Previsões PDIRD-GN					TCMA ₁₀₋₁₄	TCMA ₁₄₋₁₉	Média
	2010	2011	2012	2013		2014	2015	2016	2017	2018			
Lisboagás	6 186	5 476	5 761	5 795	4 942	4 963	4 997	5 023	5 046	5 068	-5,5%	0,5%	5 326
Lusitaniagás	8 456	7 862	7 839	7 734	7 954	7 971	8 004	8 036	8 068	8 100	-1,5%	0,4%	8 002
Setgás	1 878	1 769	1 863	1 895	1 882	1 893	1 910	1 920	1 928	1 938	0,1%	0,6%	1 888
Beiragás	845	818	828	949	964	970	980	990	999	1 008	3,4%	0,9%	935
Duriensegás	227	209	211	215	221	224	230	234	238	242	-0,7%	1,8%	225
Dianagás	55	51	53	55	68	69	71	72	73	74	5,5%	1,8%	64
Paxgás	10	13	16	16	17	18	19	19	19	20	13,4%	2,8%	17
Medigás	78	80	83	95	101	102	104	107	109	112	6,6%	2,1%	97
EDP Gás	6 812	7 114	7 295	6 910	6 842	7 180	7 347	7 565	7 781	7 963	0,1%	3,1%	7 281
Sonorgás	84	86	93	99	103	111	114	117	119	121	5,2%	3,4%	105
Tagusgás	1 250	1 236	1 274	1 363	1 356	1 524	1 628	1 656	1 684	1 713	2,1%	4,8%	1 468
Total	25 881	24 712	25 315	25 126	24 449	25 025	25 403	25 739	26 065	26 358	-1,4%	1,5%	25 407

Gás distribuído por ponto de abastecimento (MWh/Ponto de abastecimento)

Unid: MWh	Real				Estimado	Previsões PDIRD-GN					TCMA ₁₀₋₁₄	TCMA ₁₄₋₁₉	Média
	2010	2011	2012	2013		2014	2015	2016	2017	2018			
Lisboagás	12,5	10,9	11,3	11,2	9,5	9,4	9,3	9,2	9,2	9,1	-6,7%	-0,8%	10,2
Lusitaniagás	45,6	41,2	39,7	37,6	37,9	37,1	36,4	35,7	35,0	34,5	-4,5%	-1,9%	38,1
Setgás	13,1	12,0	12,3	12,1	11,8	11,6	11,5	11,3	11,2	11,0	-2,5%	-1,3%	11,8
Beiragás	20,3	18,3	17,7	19,5	19,1	18,7	18,4	18,2	18,0	17,8	-1,5%	-1,4%	18,6
Duriensegás	10,0	8,4	7,9	7,7	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	-6,4%	-0,3%	8,0
Dianagás	9,7	7,7	7,1	6,6	7,5	7,3	7,2	7,0	6,9	6,8	-6,3%	-2,1%	7,4
Paxgás	3,7	3,1	3,1	3,0	2,8	2,8	2,9	3,0	2,9	2,9	-6,9%	0,9%	3,0
Medigás	5,4	5,0	4,8	5,1	5,2	5,1	5,0	5,0	4,9	4,9	-0,9%	-1,1%	5,0
EDP Gás	29,8	28,2	26,6	23,6	22,5	23,0	22,6	22,5	22,4	22,2	-6,8%	-0,3%	24,3
Sonorgás	9,7	8,0	7,3	7,2	7,1	7,4	7,1	6,9	6,7	6,5	-7,5%	-1,8%	7,4
Tagusgás	45,7	41,0	40,4	42,4	41,4	45,4	47,6	47,2	46,6	46,0	-2,5%	2,1%	44,4
Total	22,0	20,1	19,8	19,0	18,0	18,1	17,9	17,7	17,6	17,4	-4,9%	-0,7%	18,8

Fonte: ERSE, PDIRD GN 2015-2019

¹⁸ O Número de pontos de abastecimento do ano refere-se à média entre o número de postos de abastecimento no final do próprio ano e o número de postos de abastecimento no final do ano anterior.

As previsões para o total de número de pontos de abastecimento constantes nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 ao longo de 2015-2019 são de abrandamento, com uma taxa de crescimento média anual entre 2014 e 2019 (TCMA₁₄₋₁₉) de 2,2%, comparada com uma taxa de crescimento média anual entre 2010 e 2014 (TCMA₁₀₋₁₄) de 3,6%. As previsões mais otimistas são as apresentadas pela Sonorgás, com uma previsão de crescimento médio anual do número de pontos de abastecimento de 5,3%, as da Dianagás (3,9%) e as previsões da EDP Gás Distribuição (3,4%). As empresas que apresentam um maior abrandamento no crescimento do número de pontos de abastecimento são a Paxgás (TCMA₁₀₋₁₄ de 21,8% versus TCMA₁₄₋₁₉ de 1,9%) e a Dianagás (TCMA₁₀₋₁₄ de 12,6% versus TCMA₁₄₋₁₉ de 3,9%).

A análise das propostas de PDIRDGN permite verificar que a estimativa dos ORD é de um crescimento de consumo de gás global médio anual de 1,5%, quando agregadas as previsões apresentadas nas várias propostas de PDIRDGN 2015-2019, para um valor de 26 358 GWh em 2019, após uma queda significativa no consumo de gás entre 2010 e 2014, de 25 881 GWh para 24 449 GWh, respetivamente, o que correspondeu a uma TCMA₁₀₋₁₄ de -1,4% (ver Quadro 4-3).

Deste modo, as previsões dos ORD subentendem uma diminuição da tendência de decréscimo do consumo de gás natural por ponto de abastecimento verificado nos últimos anos.

Quando analisados os dados agregados por grupo empresarial (Quadro 4-3), podemos observar que a dimensão do grupo Galp Energia (74% do total de pontos de abastecimento e 65% do total de gás natural distribuído, em termos médios entre 2010 e 2019) influencia de forma significativa os crescimentos globais previstos para o número de pontos de abastecimento (TCMA₁₄₋₁₉ de 2,2%) e para o consumo de gás (TCMA₁₄₋₁₉ de 1,5%).

Quadro 4-3 – Dados por grupo económico:

Número de pontos de abastecimento, gás natural distribuído global e por ponto de abastecimento

Número de pontos de abastecimento

Unid: Pts abastecimento	Real				Estimado	Previsões PDIRD-GN					TCMA ₁₀₋₁₄	TCMA ₁₄₋₁₉	Média
	2010	2011	2012	2013		2014	2015	2016	2017	2018			
GALP	910 432	936 477	960 277	986 149	1 004 850	1 024 997	1 044 673	1 062 728	1 079 683	1 095 872	2,5%	1,7%	1 010 613
EDP Gás	228 315	251 886	274 330	292 211	303 713	312 395	325 275	336 564	347 697	358 831	7,4%	3,4%	303 122
Sonorgás	8 628	10 749	12 666	13 708	14 426	15 041	15 956	16 874	17 791	18 715	13,7%	5,3%	14 455
Tagusgás	27 328	30 130	31 514	32 120	32 752	33 570	34 173	35 083	36 153	37 253	4,6%	2,6%	33 007
Total	1 174 703	1 229 242	1 278 786	1 324 188	1 355 740	1 386 002	1 420 076	1 451 248	1 481 323	1 510 670	3,6%	2,2%	1 361 198

Gás distribuído (GWh)

Unid: GWh	Real				Estimado	Previsões PDIRD-GN					TCMA ₁₀₋₁₄	TCMA ₁₄₋₁₉	Média
	2010	2011	2012	2013		2014	2015	2016	2017	2018			
GALP	17 735	16 277	16 654	16 755	16 149	16 210	16 314	16 401	16 482	16 561	-2,3%	0,5%	16 554
EDP Gás	6 812	7 114	7 295	6 910	6 842	7 180	7 347	7 565	7 781	7 963	0,1%	3,1%	7 281
Sonorgás	84	86	93	99	103	111	114	117	119	121	5,2%	3,4%	105
Tagusgás	1 250	1 236	1 274	1 363	1 356	1 524	1 628	1 656	1 684	1 713	2,1%	4,8%	1 468
Total	25 881	24 712	25 315	25 126	24 449	25 025	25 403	25 739	26 065	26 358	-1,4%	1,5%	25 407

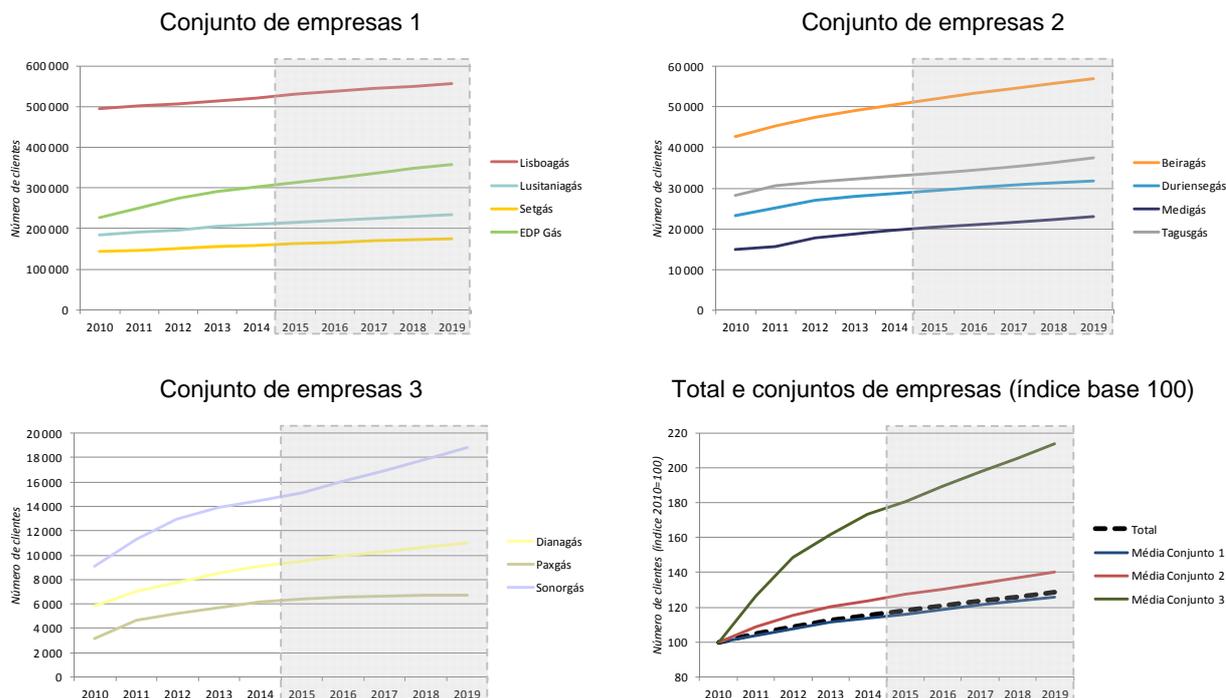
Gás distribuído por ponto de abastecimento (MWh/Ponto de abastecimento)

Unid: MWh	Real				Estimado	Previsões PDIRD-GN					TCMA ₁₀₋₁₄	TCMA ₁₄₋₁₉	Média
	2010	2011	2012	2013		2014	2015	2016	2017	2018			
GALP	19,5	17,4	17,3	17,0	16,1	15,8	15,6	15,4	15,3	15,1	-4,7%	-1,2%	16,5
EDP Gás	29,8	28,2	26,6	23,6	22,5	23,0	22,6	22,5	22,4	22,2	-6,8%	-0,3%	24,3
Sonorgás	9,7	8,0	7,3	7,2	7,1	7,4	7,1	6,9	6,7	6,5	-7,5%	-1,8%	7,4
Tagusgás	45,7	41,0	40,4	42,4	41,4	45,4	47,6	47,2	46,6	46,0	-2,5%	2,1%	44,4
Total	22,0	20,1	19,8	19,0	18,0	18,1	17,9	17,7	17,6	17,4	-4,9%	-0,7%	18,8

Fonte: ERSE, PDIRD GN 2015-2019

A previsão de consumo unitário de gás por ponto de abastecimento é de um decréscimo médio anual de -0,7%, entre 2014 e 2019, sendo, no entanto, uma previsão de recuperação face à evolução verificada entre 2010 e 2014 (TCMA₁₀₋₁₄ de -4,9%). A previsão de decréscimo entre 2014 e 2019 é fruto da previsão de evolução mais acelerada do número de pontos de abastecimento (2,2%), face a uma previsão de menor crescimento do consumo de gás natural distribuído (1,5%). O único ORD que regista uma variação positiva do consumo unitário é a Tagusgás, com uma previsão de crescimento de 2,1% ao longo dos 5 anos de abrangência da proposta de PDIRD GN 2015-2019 em resultado de um crescimento muito mais acentuado do consumo de gás (4,8%), face ao crescimento do número de pontos de abastecimento (2,6%).

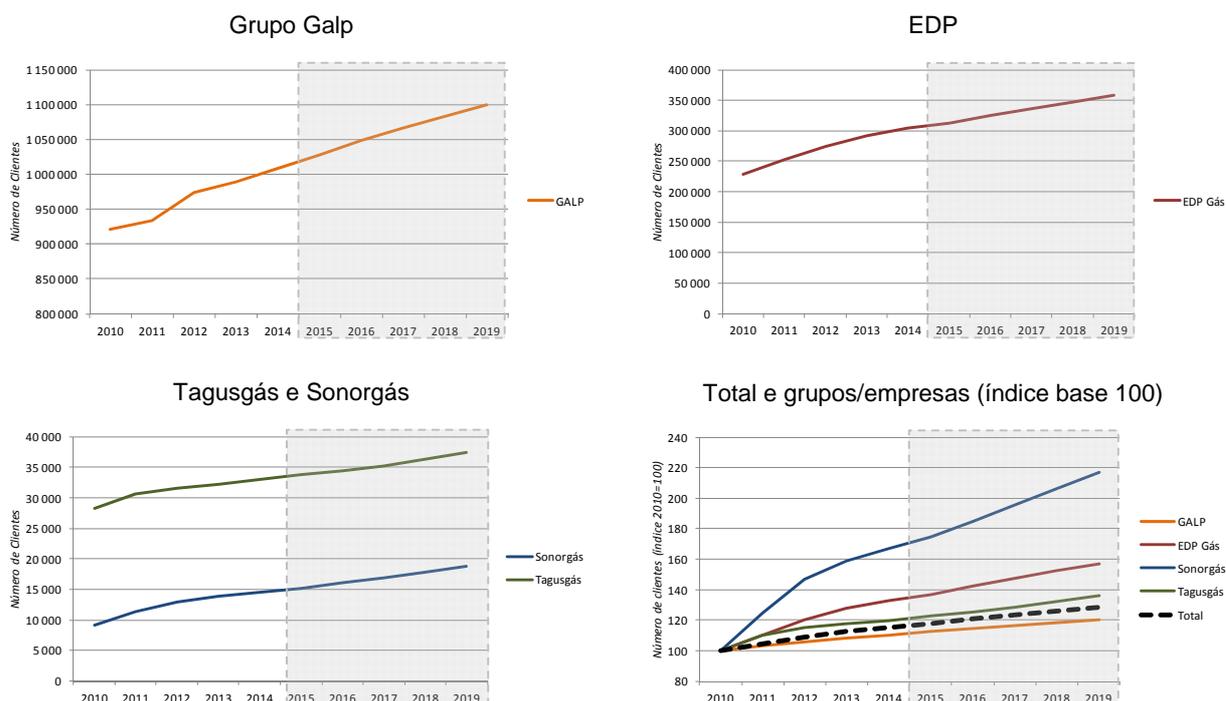
Figura 4-30 – Número de pontos de abastecimento, por ORD



Fonte: ERSE, PDIRD GN 2015-2019

As previsões de evolução do número de pontos de abastecimento das três empresas de menor dimensão, em termos desta variável, Sonorgás, Dianagás e Paxgás, têm um comportamento previsto muito acima da média das restantes, nomeadamente a Sonorgás, com uma previsão de acréscimo de 30% do número de pontos de abastecimento no horizonte de previsão das propostas de PDIRD GN 2015-2019, comportamento esse que tem uma considerável influência no comportamento da média do conjunto das 3 empresas que se pode observar na Figura 4-31.

Figura 4-31 – Número de pontos de abastecimento, por grupo empresarial

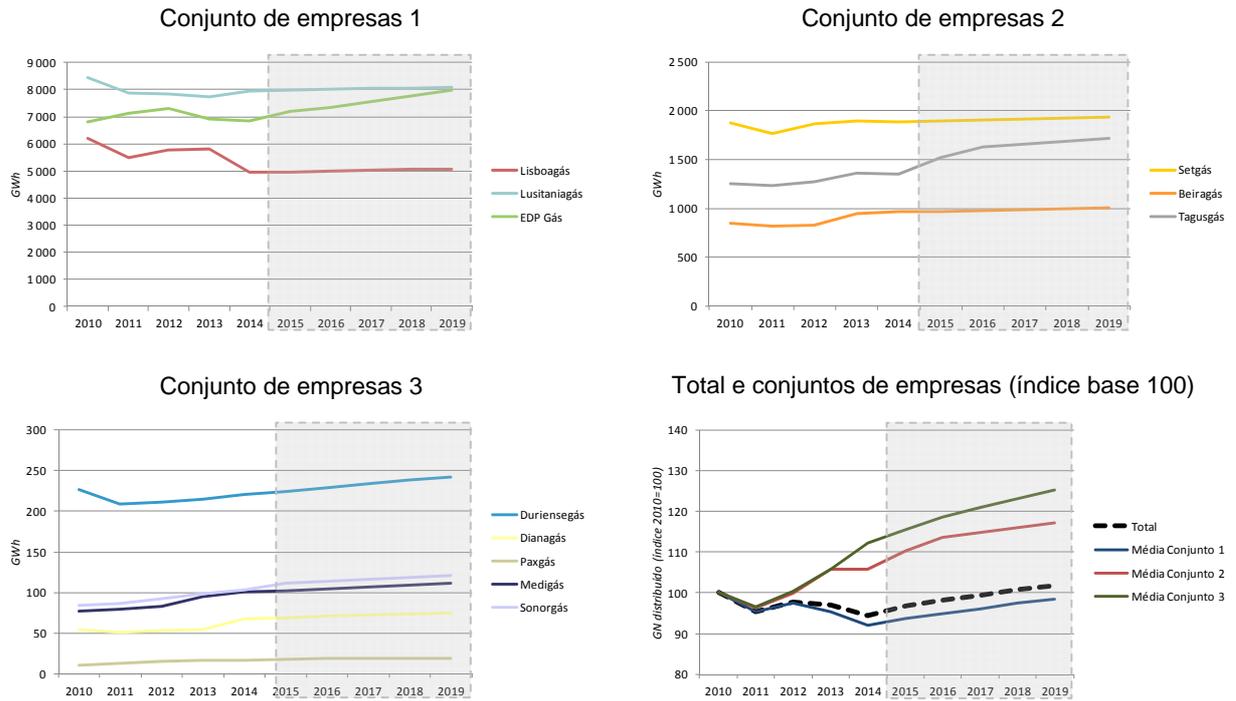


Fonte: ERSE, PDIRD GN 2015-2019

Uma análise da evolução do número de pontos de abastecimento agregados por grupo empresarial permite-nos registar que a EDP Gás Distribuição é outro ORD cujas previsões de evolução do número de pontos de abastecimento são bastante mais otimistas que a média global dos restantes ORD.

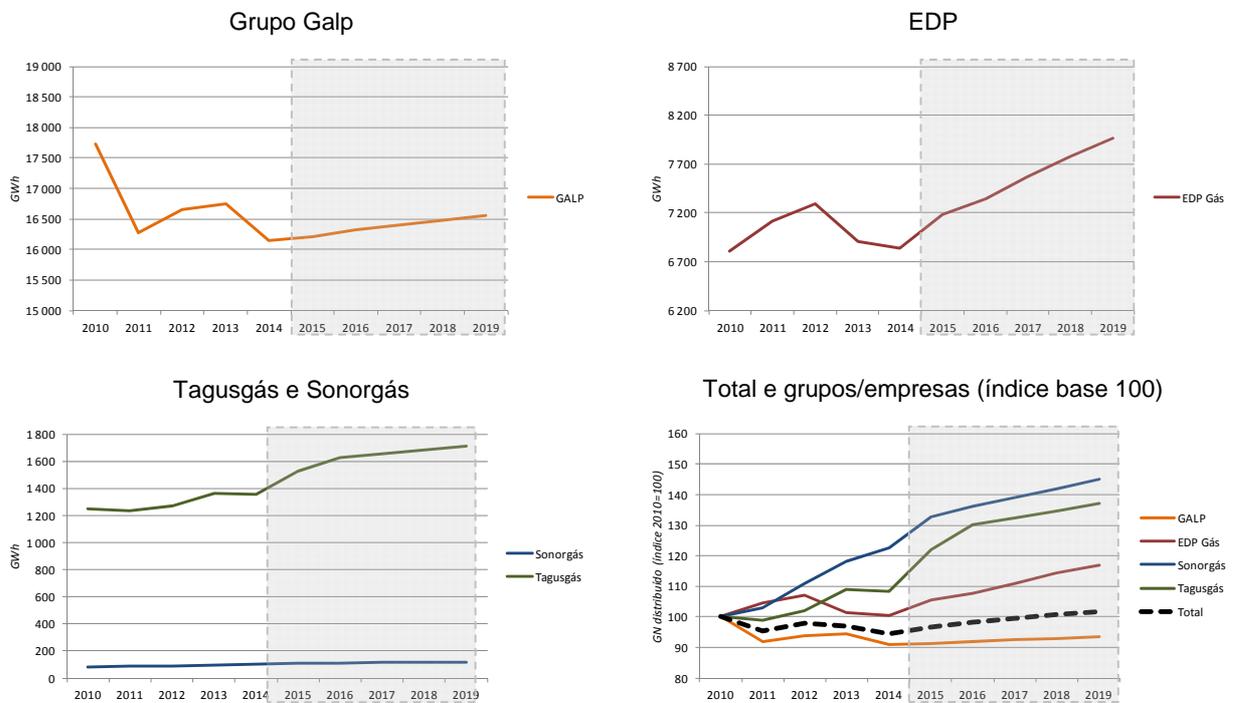
A evolução prevista para o consumo de gás nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 dos ORD apresentada na Figura 4-32 e na Figura 4-33 permitem observar que a Sonorgás e a Tagusgás são as empresas que apresentam as previsões mais otimistas, sendo de destacar também a EDP gás Distribuição, com previsões consideravelmente acima da média global e que, pela sua dimensão (22% do total), tem um efeito muito mais significativo. Os ORD do grupo Galp Energia, em termos agregados, são bastante mais pessimistas nas previsões de gás natural distribuído, prevendo apenas uma ligeira recuperação do consumo de gás entre 2014 e 2019, com a quantidade de gás natural distribuído em 2019 consideravelmente abaixo do verificado em 2010, uma queda de cerca de -7%, o que contrasta com um aumento do número de pontos de abastecimento superior a 19% no mesmo horizonte temporal.

Figura 4-32 – Gás natural distribuído, por ORD



Fonte: ERSE, PDIRD GN 2015-2019

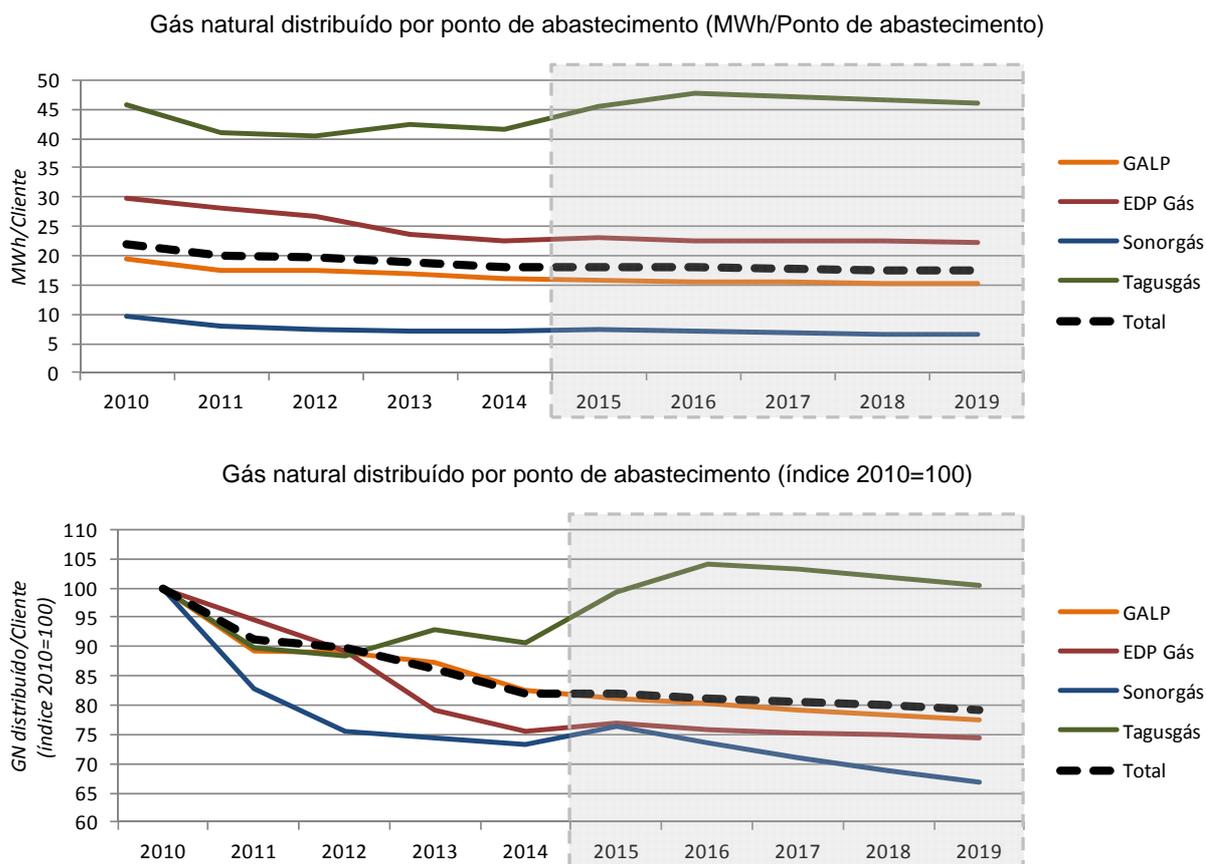
Figura 4-33 – Gás natural distribuído, por grupo empresarial



Fonte: ERSE, PDIRD GN 2015-2019

Os ORD do grupo Galp Energia, em termos agregados, em resultado da evolução oposta em termos de número de pontos de abastecimento e de gás natural distribuído, preveem uma diminuição no consumo unitário de gás por ponto de abastecimento (Figura 4-34) de 16,1 MWh/ponto de abastecimento em 2014, para 15,1 MWh/ponto de abastecimento em 2019, o que, face ao consumo registado em 2010, de 19,5 MWh/ponto de abastecimento, representa uma queda de quase – 23%.

Figura 4-34 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento, por grupo empresarial



Fonte: ERSE, PDIRDGN 2015-2019

Nesta mesma figura pode-se observar que existe um perfil de cliente bastante díspar entre operadores da rede de distribuição. A Tagusgás é o ORD com clientes de maior dimensão média, com consumos unitários anuais que variaram entre os 40 MWh e os 48 MWh, prevendo um crescimento do consumo unitário entre 2014 e 2019 de 11%, para 46,0 MWh em 2019, o que representa uma recuperação muito significativa, após a queda verificada entre 2010 e 2014.

A EDP Gás Distribuição tem um perfil de clientes com consumos médios superiores à média global dos ORD, assumindo, como referido anteriormente, o pressuposto de consumos unitários estáveis, o que se reflete nesta figura.

A Sonorgás é o ORD com um perfil de cliente com um menor consumo unitário médio, prevendo uma diminuição de -8% do consumo médio por ponto de abastecimento, no horizonte 2014-2019, e prevendo um consumo médio unitário de 6,5 MWh/ponto de abastecimento em 2019.

4.3 INDICADORES APRESENTADOS PELOS OPERADORES NAS PROPOSTAS DE PDIRD GN 2015-2019

Os operadores de redes de distribuição apresentaram nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 diversos indicadores, nomeadamente os seguintes:

1. Os custos específicos de construção de rede secundária e ramais, conforme referidos no ponto 4.1.6.1 do presente parecer.
2. Indicador de investimento por ponto de ligação adicional, que visa quantificar o custo incremental de um novo consumidor.
3. Indicador de extensão de rede por ponto de ligação adicional, que reflete a concentração dos consumidores nas áreas a gaseificar. Em unidades físicas, este indicador representa a componente de construção de rede associada ao indicador de investimento por ponto de ligação adicional (referido em 2).
4. Indicador da quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional, que mede a 'qualidade' dos novos consumidores.
5. Indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede.

Na presente análise às propostas de PDIRD GN 2015-2019 são abordados os indicadores '2', '4' e '5', uma vez que os custos específicos referidos em '1' haviam sido contemplados no ponto 4.1.6.1 do presente parecer e o indicador de extensão de rede por ponto de ligação adicional, referido em '3', está de certa forma incluído em '2'.

Adotaram-se para os indicadores '2', '4' e '5' as seguintes unidades: milhares de euros por ponto de ligação adicional (k.€/PA); quantidade adicional de gás natural em base anual, em termos energéticos, veiculado na rede por ponto de ligação adicional (MWh/PA) e cêntimos de euro por kWh de gás natural adicional em base anual veiculado na rede (cent./kWh).

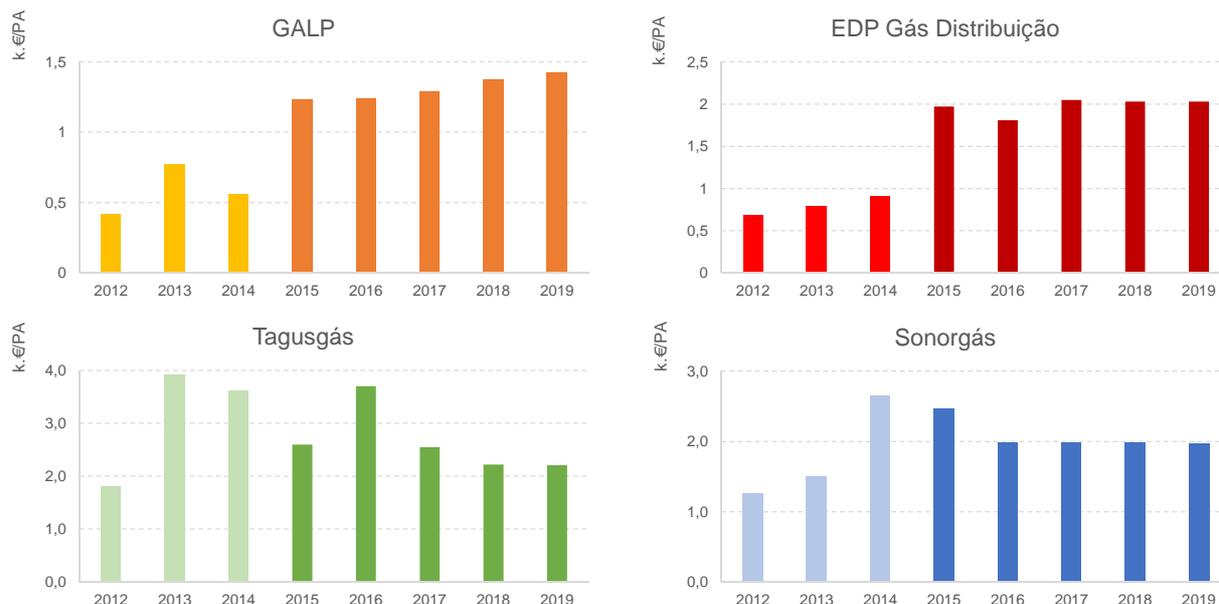
A Figura 4-35 apresenta o indicador investimento por ponto de ligação adicional, em k.€/PA, incluindo o horizonte temporal das propostas de PDIRD GN 2015-2019 e uma aproximação para os anos 2012, 2013 e 2014 obtida a partir do investimento executado em 2012 e 2013¹⁹ e estimado para o ano 2014²⁰ e

¹⁹ Dados retirados dos relatórios de execução dos operadores das redes de distribuição de 2012 e 2013.

²⁰ Dados retirados dos relatórios de execução dos operadores das redes de distribuição de 2012.

os consumidores adicionais integrados na rede nesses mesmos anos. O investimento considerado para a determinação deste indicador foi o montante total apresentado em cada proposta, em cada ano, tendo os operadores de redes de distribuição apresentado estes indicadores considerando apenas o “investimento em desenvolvimento de negócio”.

Figura 4-35 – Evolução do indicador investimento por ponto de ligação adicional, para os anos 2012 a 2019



Fonte: Grupo GALP Energia, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior permite apontar algumas conclusões:

- O indicador investimento por ponto de ligação adicional é mais favorável ao conjunto das empresas do grupo Galp Energia, que apresentam um valor abaixo de 1,5 k.€/PA. As restantes propostas de PDIRD GN 2015-2019 apresentam valores para este indicador em torno dos 2,0 k.€/PA, excetuando os anos 2015 a 2017 para a Tagusgás e 2015 para a Sonorgás.

Em termos genéricos pode considerar-se que os consumidores adicionais da Tagusgás acarretam maior investimento, porém, será constatado no próximo indicador, estes consumidores representam em termos unitários um maior volume adicional de gás natural veiculado pela rede.

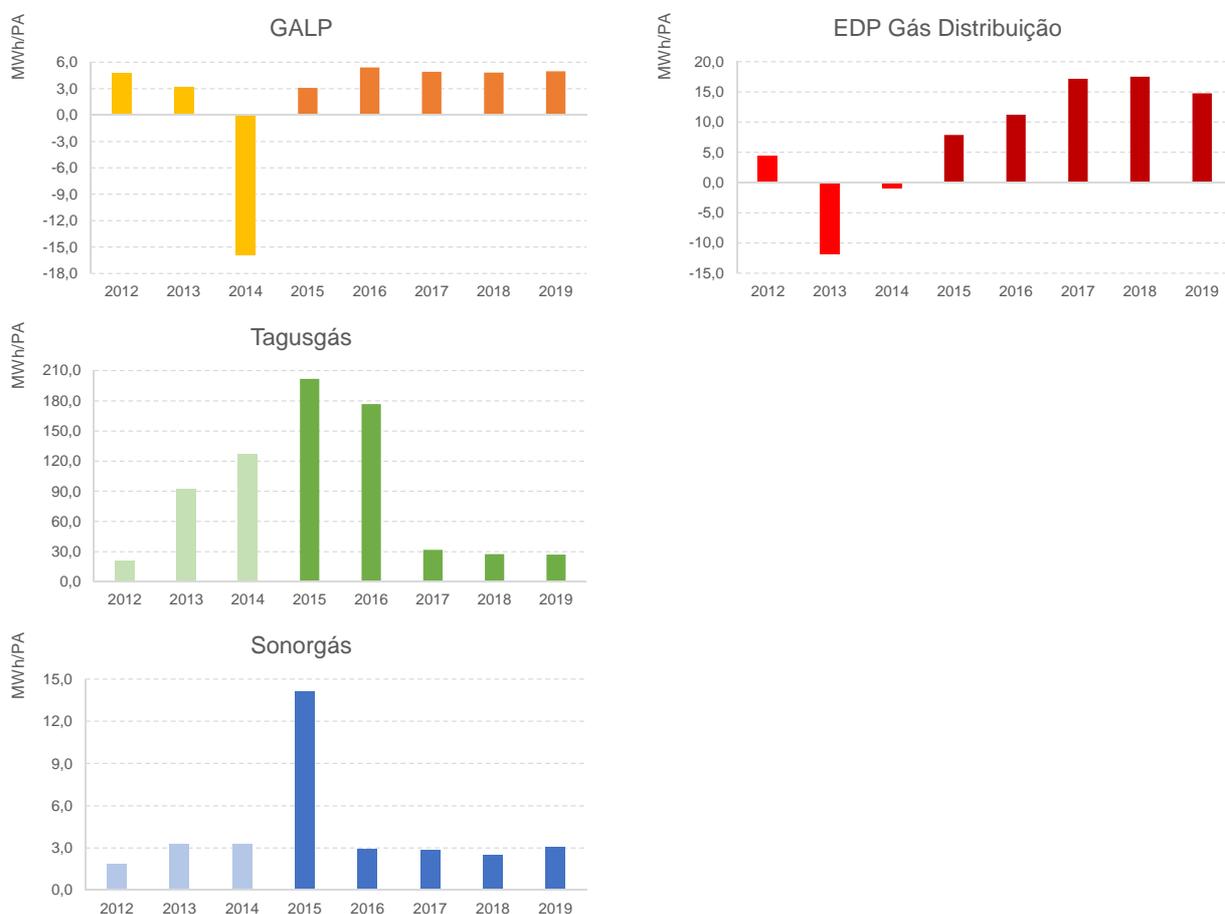
- Observa-se que os indicadores de investimento por ponto de ligação adicional, apurados para os anos 2012, 2013 e 2014, são genericamente mais favoráveis que os apresentados pelos operadores nas suas propostas de PDIRD, para o período 2015 a 2019.

Este dado é coerente com as dinâmicas de expansão de uma concessão/licença de distribuição de gás natural que, tipicamente, procura os consumidores mais expressivos e as áreas mais

densas nos primeiros anos e, posteriormente, expande a rede para áreas com menor concentração de consumidores.

A Figura 4-36 apresenta o indicador de quantidade adicional de gás natural veiculado na rede, em base anual, por ponto de ligação adicional, em MWh/PA, incluindo o horizonte temporal das propostas de PDIRD GN 2015-2019 e uma aproximação para os anos 2012, 2013 e 2014 obtida a partir dos volumes incrementais de gás natural veiculado nos anos 2012, 2013 e 2014 e os consumidores adicionais integrados na rede nesses mesmos anos.

Figura 4-36 – Evolução do indicador de quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional, para os anos 2012 a 2019



Fonte: Grupo GALP Energia, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior permite apontar as seguintes conclusões:

- O indicador de quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional identifica a 'qualidade' dos consumidores, isto é, o acréscimo de consumo que a sua captação representa para a rede de distribuição.

A Tagusgás prevê angariar um conjunto de consumidores com um consumo típico substancialmente superior ao que os restantes operadores consideraram nas suas propostas de PDIRD. Este aspeto já é notório nos dados apurados para os anos 2013 e 2014, a partir da informação prestada à ERSE sobre investimentos e consumos para esses anos.

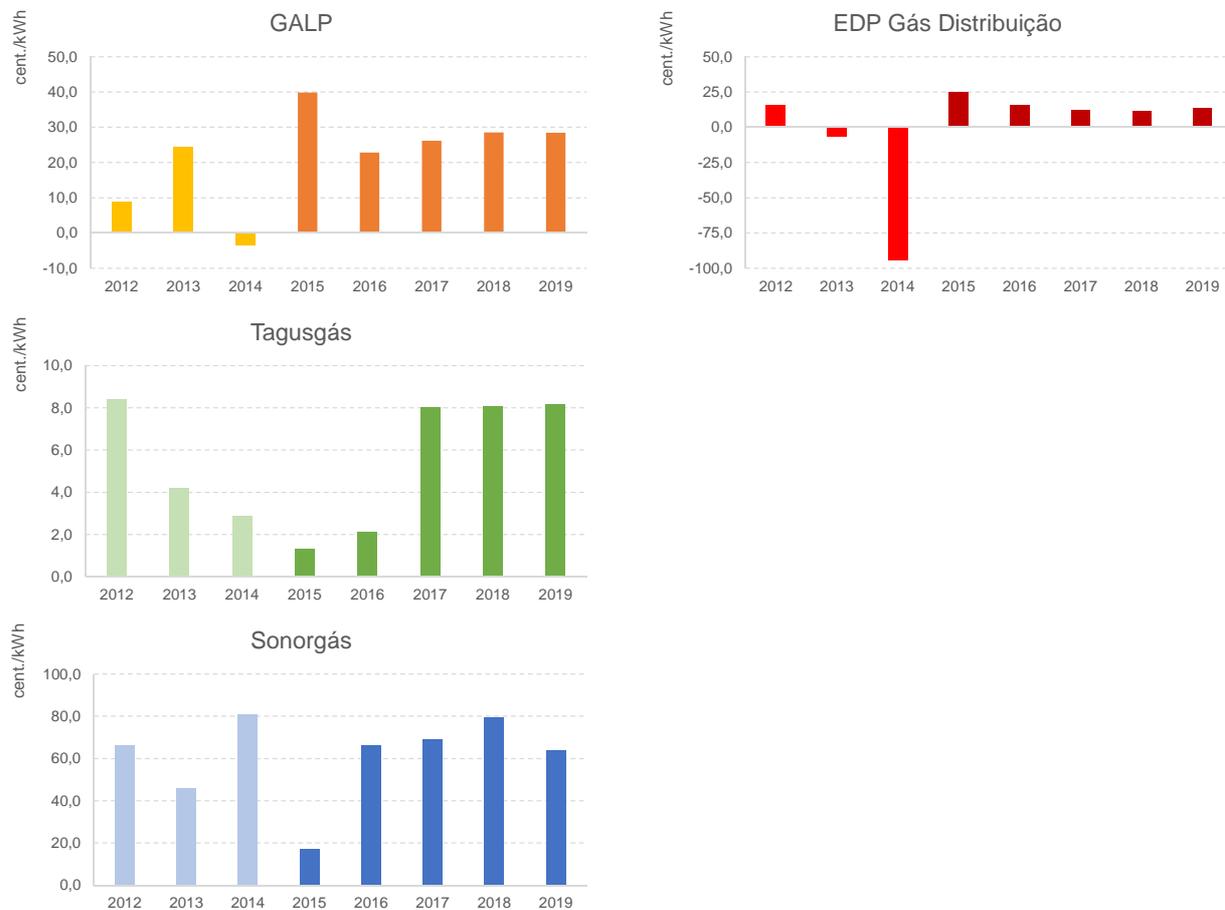
Relativamente às restantes propostas de PDIRD GN 2015-2019, constata-se que o consumo típico dos novos consumidores, previstos angariar no período dos planos (2015 a 2019), é superior para a EDP Gás Distribuição, com indicadores acima dos 15 MWh/PA nos anos 2017 a 2019, seguida do conjunto das empresas do grupo Galp Energia, em torno de 5,0 MWh/PA nos anos 2016 a 2019 e por fim a Sonorgás, com valores próximos dos 3,0 MWh/PA nos anos 2016 a 2019.

- Outro aspeto a destacar prende-se com o facto de, nos anos 2013 e 2014 a EDP Gás Distribuição e o conjunto de operadores do grupo Galp Energia registarem valores negativos para o indicador de quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional.

Esta situação sucede pelo facto de este indicador, nos anos 2012 a 2014, ter sido determinado por dados agregados das concessionárias, a partir da informação prestada à ERSE sobre investimentos e consumos para esses anos. Tendo a EDP Gás Distribuição e o conjunto de operadores do grupo Galpenergia observado uma contração do consumo nas suas redes nos anos 2013 e 2014, o indicador apresenta um resultado negativo. Este aspeto será discutido adiante, sendo apresentadas algumas reservas na forma como se adota este indicador na análise das propostas de PDIRD GN 2015-2019.

A Figura 4-37 apresenta o indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede em base anual, em cent./kWh, incluindo o horizonte temporal das propostas de PDIRD GN 2015-2019 e uma aproximação para os anos 2012, 2013 e 2014 obtida a partir dos volumes incrementais de gás natural veiculado nas redes de distribuição nos anos 2012, 2013 e 2014 e o investimento realizado nesses mesmos anos.

Figura 4-37 – Evolução do indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede, para os anos 2012 a 2019



Fonte: Grupo GALP Energia, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior permite apontar as seguintes conclusões:

- O indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede em base anual tem como objetivo medir a ‘qualidade’ do investimento, ou seja, quanto custa distribuir 1 kWh incremental de gás natural, por ano, numa determinada área concessionada/licenciada, partindo do princípio que os operadores selecionam as melhores oportunidades de investimento. Para este indicador quanto menor o seu valor, melhor o investimento, e, tendo em conta a figura anterior, os melhores resultados são, por ordem decrescente, para a Tagusgás, EDP Gás Distribuição, conjunto das empresas da Galp Energia e Sonorgás.

A Tagusgás apresenta rácios muito interessantes, em linha com o apurado para os anos 2012, 2013 e 2014. Em sentido contrário os resultados da Sonorgás são os menos interessantes, com valores que, comparativamente à Tagusgás, representam acréscimos em torno dos 800% para os anos 2017, 2018 e 2019.

- Os dados apurados para 2012, 2013 e 2014, a partir de informação prestada pelos ORD à ERSE, designadamente os volumes incrementais de gás natural veiculados nas redes de distribuição e o

investimento apresentado nos relatórios de execução, resultam em indicadores negativos para a EDP Gás Distribuição e conjunto de empresas do grupo Galp Energia, para os anos 2013 e 2014, pelas razões já apontadas. Porém, observa-se que os dados de 2012, 2013 e 2014 da Tagusgás e Sonorgás estão em linha com as propostas de PDIRD GN 2015-2019 desses ORD e, mesmo para a Galp Energia e EDP Gás Distribuição, constata-se alguma coerência nos anos 2012 e 2013.

A análise dos indicadores anteriores permite concluir que as propostas da Tagusgás e da Sonorgás estão em extremos opostos, apresentando a Tagusgás o investimento mais eficiente e a Sonorgás a proposta menos vantajosa para o sistema de gás natural. As propostas do conjunto de empresas do grupo Galp Energia e da EDP Gás Distribuição situam-se numa posição intermédia entre a Sonorgás e a Tagusgás, com as empresas do grupo Galp Energia a registarem um menor investimento por ponto de abastecimento adicional e tendo a EDP Gás Distribuição clientes potenciais com um maior consumo específico.

Importa sublinhar que estes dados correspondem às perspetivas dos operadores, plasmados nas suas propostas de PDIRD GN 2015-2019, carecendo as referidas propostas de plano, no que respeita à angariação de novos consumidores e consumos associados, de um suporte técnico económico mais robusto.

Importa visitar o referido no ponto 2 do presente parecer, em particular no que respeita a projetos de investimento, sublinhando-se que a comparação de propostas de PDIRD GN 2015-2019 (com o recurso aos indicadores referidos ou outros) só ganhará um real significado se a base metodológica seguida pelos operadores for semelhante. Assim, a ERSE refere que o levantamento de eventuais clientes futuros das redes de distribuição de gás natural, os consumos associados a esses clientes e os montantes associados à expansão das infraestruturas devem ser objeto dos 'projetos de investimento'.

Por outro lado, a aplicação dos três indicadores referidos anteriormente²¹ faz tanto mais sentido quanto mais bem delimitado for o universo de eventuais futuros consumidores abrangidos na determinação desses indicadores, ou seja, a aplicação dos indicadores referidos por projeto de investimento e não por área de concessão/licença, conforme se realizou para os anos 2012, 2013 e 2014, permite eliminar indicadores negativos em anos de retração do consumo nas áreas concessionadas/licenciadas. A ERSE entende que os ORD ao aplicarem estes indicadores apontam ao universo de eventuais novos consumidores, contudo, não os identificando, quaisquer exercício futuro de comparação entre o previsto e o executado é seguramente enviesado numa análise alargada ao nível de uma concessão ou licença.

A ERSE concorda com a adoção destes indicadores, admitindo que se discutam quais as unidades mais adequadas, porém, a sua aplicação deve ser ao nível dos projetos investimento.

²¹ Indicador de investimento por ponto de ligação adicional, indicador da quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional e indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede.

No que respeita a análises de eficiência das propostas de PDIRD, por área de concessão ou licença, a ERSE sugere uma abordagem mais alinhada com a que se apresenta no ponto 5 do presente parecer no qual se apresenta o impacto nos proveitos permitidos resultante do incremento do CAPEX e do OPEX resultantes dos cenários apresentados.

COMENTÁRIOS AOS INDICADORES APRESENTADOS PELOS OPERADORES NAS PROPOSTAS DE PDIRD GN 2015-2019

A ERSE considera que os indicadores apresentados nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 pelos ORD permitem realizar análises comparativas dos investimentos, desde que associados a projetos de investimento, ou seja, desde que a relação entre os números de consumidores, os consumos que lhes são inerentes e o investimento incremental necessário à sua angariação esteja claramente correlacionado.

Conforme se referiu, o apuramento dos mesmos indicadores para uma área alargada de concessão ou licença resulta num investimento incremental perfeitamente identificável, no entanto, a variação entre dois anos consecutivos do número de consumidores e dos consumos agregados pode conduzir a análises que, no essencial, serão muito condicionadas pela envolvente macroeconómica. Porém, apesar destas condicionantes, a abordagem seguida²² permitiu tirar algumas conclusões importantes para a Tagusgás e Sonorgás, que têm um universo de consumidores efetivos e potenciais mais pequeno, e, excetuando os anos 2013 e 2014, também permitiu observar alguma coerência entre as propostas de PDIRD GN 2015-2019 da EDP Gás Distribuição e conjunto das empresas do grupo Galp Energia e os exercícios de 2012.

Como comentário geral observou-se que o investimento por ponto de abastecimento adicional é maior para a Tagusgás, no entanto, o consumo específico de cada consumidor adicional é francamente melhor ao apresentado pelos restantes ORD. Assim, o investimento proposto pela Tagusgás é o mais interessante, estando alinhado com dados reais de 2012 a 2014.

A Sonorgás apresenta o investimento menos interessante, refletindo a interioridade das suas licenças de distribuição local. O aspeto que mais condiciona esta conclusão é o baixo consumo de cada cliente incremental. Os dados apresentados pela Sonorgás são coerentes com os indicadores apurados para 2012, 2013 e 2014.

A EDP Gás distribuição e o conjunto das empresas do grupo Galp Energia apresentam indicadores para os investimentos das propostas de PDIRD GN 2015-2019 que refletem realidades intermédias entre as propostas da Sonorgás e da Tagusgás.

²² Apuramento dos indicadores nos anos 2012, 2013 e 2014

O conjunto das empresas do grupo Galp Energia apresentam os indicadores de investimento por ponto de abastecimento adicional mais favoráveis, refletindo o facto de não expandirem a rede para novos concelhos, ou seja, densificam a rede nos concelhos já gaseificados. Por outro lado, o consumo específico médio dos potenciais consumidores do grupo Galp Energia fica aquém das perspetivas da EDP Gás Distribuição, o que, em certa medida, reflete a diversidade de áreas de influência do grupo Galp Energia (que inclui áreas de grande potencial e zonas interiores do território nacional) face à concessão da EDP Gás Distribuição (que é toda ela de grande potencial). Assim, observa-se que o investimento perspetivado pela EDP Gás Distribuição é mais interessante que o investimento global das empresas do grupo Galp Energia.

5 IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS (RESULTANTE DO INCREMENTO DO CAPEX E DO OPEX RESULTANTES DOS DIFERENTES CENÁRIOS APRESENTADOS)

Neste capítulo, são apresentadas estimativas dos impactes dos custos decorrentes das necessidades de investimento da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural previstos nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 nos proveitos unitários da atividade de distribuição de gás natural a recuperar pela aplicação da tarifa de uso das redes de distribuição aos consumidores. Este capítulo integra igualmente uma estimativa do impacte tarifário desses investimentos, tanto ao nível da tarifa de uso das redes de distribuição como nas tarifas de venda a clientes finais.

Os custos de investimento são apresentados para o período 2010 a 2019, correspondendo os valores apresentados entre 2010 e 2013 a valores reais, o valor de 2014 corresponde ao valor estimado para tarifas 2015-2016 e para o período de 2015-2019 apresentam-se os valores previstos nos PDIRD GN 2015-2019. Estes valores são apresentados por grupo económico.

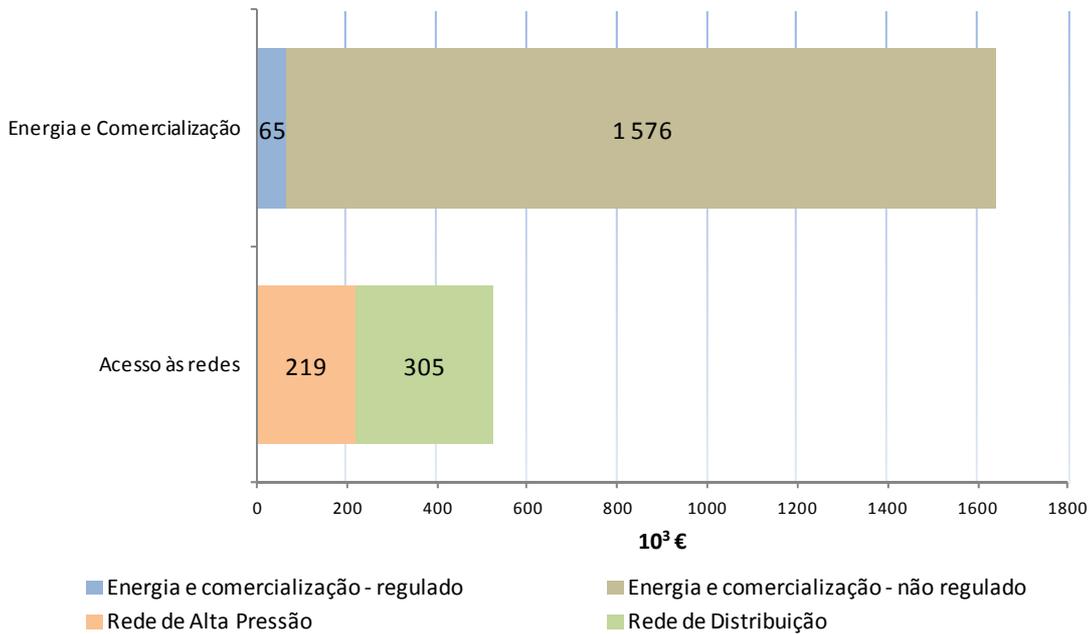
Relativamente aos valores dos investimentos anuais, e para efeitos de simulações dos impactes em proveitos e em tarifas, face à ausência de informação contida na proposta do PDIRD GN 2015-2019, foi seguido o pressuposto, de que os investimentos de cada ano entram em exploração no próprio ano em que ocorrem.

ENQUADRAMENTO

Os proveitos da atividade de distribuição de gás natural são recuperados ao nível das tarifas de acesso e têm um impacte significativo ao nível da tarifa de venda a clientes finais, representando cerca de 50% da mesma. Na figura seguinte é evidenciado o peso que os proveitos a recuperar pelo uso da rede de distribuição assumem no total dos proveitos dos acessos²³.

²³ Os proveitos relativos aos acessos incluem os proveitos decorrentes do uso da rede de transporte, da rede de distribuição e do uso global do sistema.

Figura 5-1 - Proveitos recuperados nas tarifas do ano gás 2014-2015

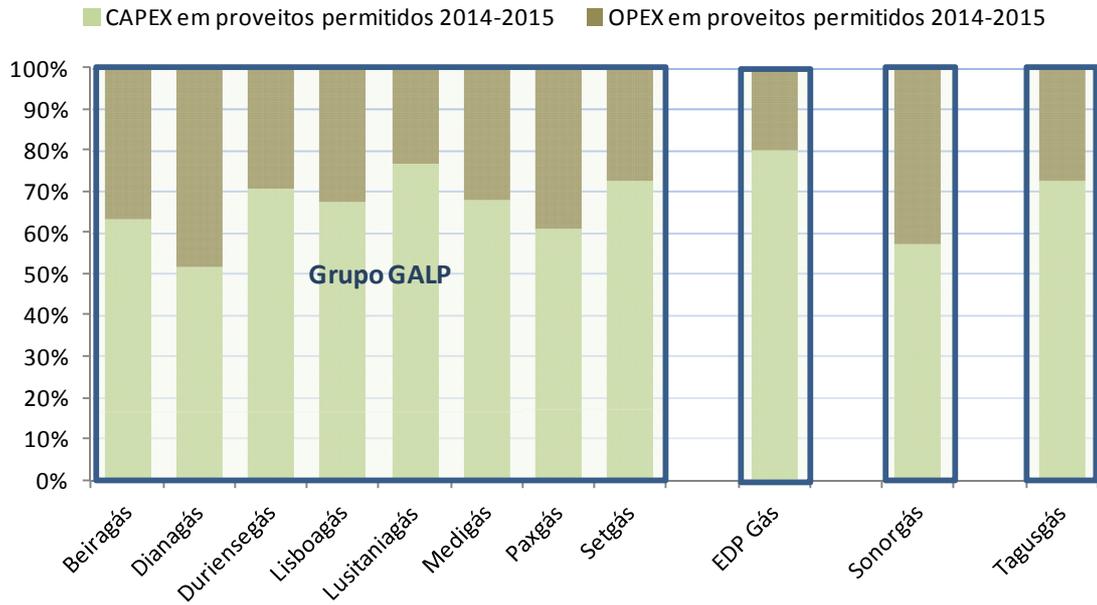


Fonte: ERSE

A atividade de distribuição de gás natural é uma atividade cuja forma de regulação se tem baseado numa metodologia do tipo *price cap* para o OPEX, sendo o CAPEX regulado por uma metodologia do tipo *rate of return*. No primeiro período regulatório, terminado no final do ano gás 2009-2010 foi aplicada uma regulação por custos aceites em base anual. Desde o início do segundo período regulatório, no ano gás 2010-2011, o *price cap* foi aplicado aos custos operacionais das distribuidoras de gás natural.

A Figura 5-2 apresenta para as tarifas do ano gás 2014-2015, a estrutura de proveitos dos operadores de rede de distribuição evidenciando as componentes de OPEX e de CAPEX.

Figura 5-2 - Proveitos permitidos reais²⁴



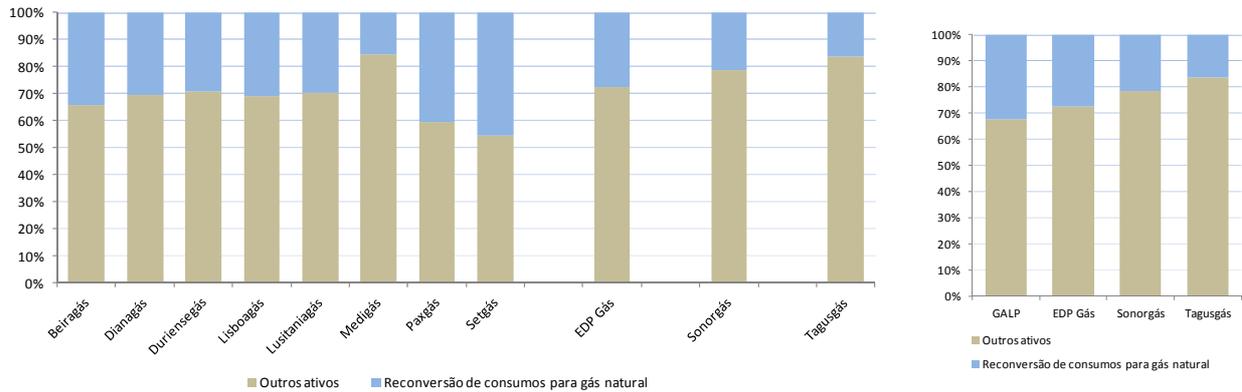
Fonte: ERSE

Observa-se que a estrutura de proveitos é bastante díspar, enquanto a Dianagás e a Sonorgás têm uma componente de CAPEX inferior a 60%, a EDP Gás Distribuição apresenta um montante de CAPEX a rondar os 80%.

A Figura 5-3 apresenta a estrutura dos ativos líquidos por empresa no final de 2014, separando os ativos de reconversão de consumos para gás natural dos restantes agregados.

²⁴ Não incluem o efeito de ajustamentos

Figura 5-3 – Estrutura dos ativos por empresa e por grupo económico em 2014

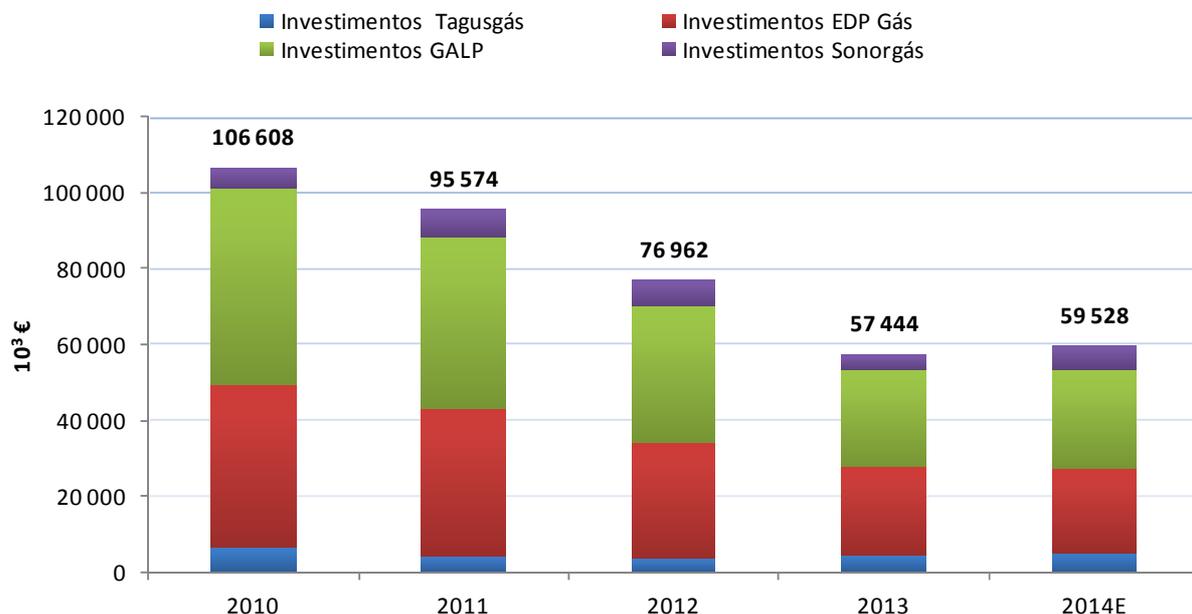


Verifica-se que o maior peso dos ativos em reconversão de consumos para gás natural ocorre no grupo GALP, com cerca de 32%. É na Tagusgás que as reconversões de consumos para gás natural têm um menor peso no total dos ativos, com cerca de 17%.

Tendo em conta o impacte das decisões de investimento ao nível dos proveitos da atividade de distribuição de gás natural, mais propriamente ao nível do CAPEX, importa analisar a evolução dos investimentos da atividade de distribuição de gás natural e o seu reflexo em termos de base de ativos regulada para efeitos de remuneração.

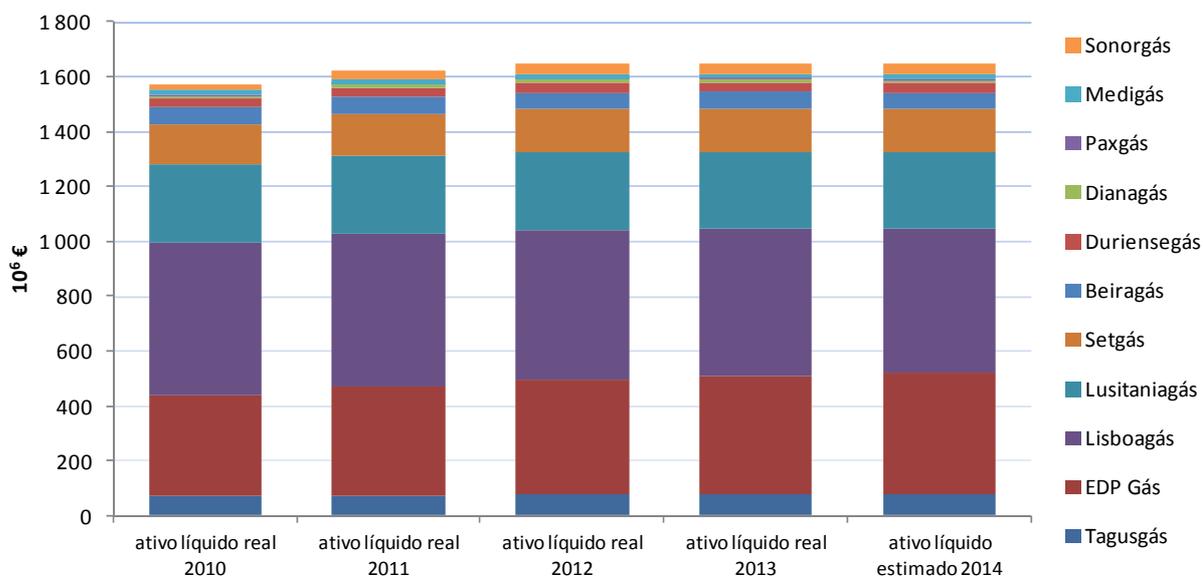
A Figura 5-4 apresenta a evolução dos investimentos dos operadores da rede de distribuição de gás natural, por grupo económico, entre os anos de 2010 a 2014, sendo que os valores de 2010 a 2013 são reais e o valor de 2014 é estimado. A figura permite observar uma redução bastante significativa do investimento anual ocorrida entre 2010 e 2013.

Figura 5-4 - Evolução do investimento



A Figura 5-5 apresenta a evolução do ativo das distribuidoras de gás natural, nomeadamente, a evolução do ativo regulado no final de cada ano civil, que apresenta, valores relativamente estáveis, a rondar os 1,6 mil milhões de euros.

Figura 5-5 - Evolução do ativo por grupo económico



IMPACTE NOS PROVEITOS UNITÁRIOS

Com base nos dados fornecidos nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 foram simulados diferentes cenários de evolução dos proveitos, bem como de quantidades, resultando na evolução dos proveitos unitários desagregados em custos operacionais (OPEX) e custos de investimento (CAPEX).

Os cenários de proveitos considerados na análise foram os seguintes²⁵:

1. **Cenário 1 (cenário base)**, este cenário teve por base: (i) valores do CAPEX de 2014 estimado em tarifas de 2015-2016, evoluindo até 2019 de acordo com os investimentos anuais apresentados na proposta de PDIRD GN 2015-2019 e das amortizações previstas dos ativos entrados em exploração até 2014 e dos novos investimentos previstos no PDIRD GN 2015-2019 e (ii) valores do OPEX estimado para 2014, evoluindo até 2019 com o IPIB-X, sendo que os indutores evoluem da seguinte forma: quantidades veiculadas de gás natural e pontos de abastecimento com base nas previsões das empresas apresentadas nas propostas de PDIRD GN 2015-2019;
2. **Cenário 2**, este cenário teve por base: (i) valores do CAPEX de 2014 estimado em tarifas de 2015-2016, evoluindo até 2019 de acordo com os investimentos anuais apresentados na proposta de PDIRD GN 2015-2019 e das amortizações previstas dos ativos entrados em exploração até 2014 e dos novos investimentos previstos nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 e (ii) valores do OPEX estimado para 2014, evoluindo até 2019 com o IPIB-X, sendo que os indutores evoluem da seguinte forma: quantidades veiculadas de gás natural considerando quantidades unitárias por ponto de abastecimento constantes, iguais ao valor de 2013 e pontos de abastecimento com base nas previsões das empresas apresentadas nas propostas de PDIRD GN 2015-2019;
3. **Cenário 2 A**, este cenário teve por base: (i) valores do CAPEX de 2014 estimado em tarifas de 2015-2016, evoluindo até 2019 de acordo com os investimentos anuais apresentados na proposta de PDIRD GN 2015-2019 e das amortizações previstas dos ativos entrados em exploração até 2014 e dos novos investimentos previstos nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 e (ii) valores do OPEX estimado para 2014, evoluindo até 2019 com o IPIB-X, sendo que os indutores evoluem da seguinte forma: quantidades veiculadas de gás natural considerando quantidades unitárias por ponto de abastecimento constantes, inferiores em 10% às consideradas no cenário 2 e pontos de abastecimento com base nas previsões das empresas apresentadas nas propostas de PDIRD GN 2015-2019.
4. **Cenário 3**, este cenário teve por base: (i) valores do CAPEX de 2014 estimado em tarifas de 2015-2016, evoluindo até 2019 de acordo com os investimentos anuais apresentados na proposta de PDIRD GN 2015-2019 e das amortizações previstas dos ativos entrados em exploração até 2014 e dos novos investimentos previstos nas propostas de PDIRD GN 2015-2019 e (ii) valores do OPEX

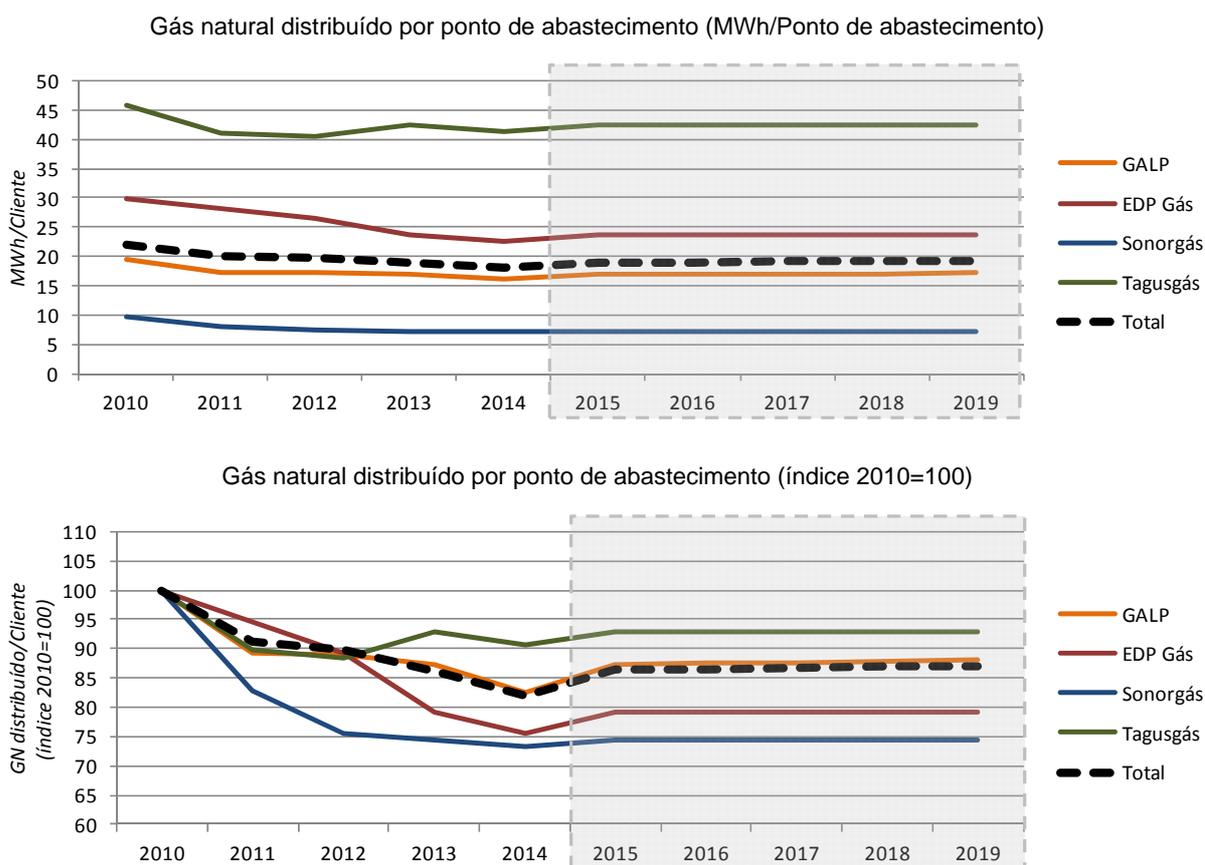
²⁵ Os ajustamentos foram mantidos constantes.

estimado para 2014, evoluindo até 2019 com o IPIB-X, sendo que os indutores evoluem da seguinte forma: quantidades veiculadas de gás natural considerando uma taxa de crescimento nula para o período 2014-2019, sendo que se mantém a evolução prevista pelas empresas nesse período para os pontos de abastecimento.

Nas figuras seguintes apresentam-se para cada grupo empresarial as evoluções das quantidades de gás natural distribuído para os cenários criados pela ERSE (cenários 2, 2A e 3) por ponto de abastecimento (MWh/cliente) e em valor absoluto (GWh).

A Figura 5-6 permite verificar, para o cenário 2, que as quantidades de gás natural distribuído por ponto de abastecimento são, a partir de 2015 constantes e idênticas ao valor ocorrido em 2013, conforme referido anteriormente. Estes valores apresentam um ligeiro decréscimo, em todos os grupos económicos, relativamente aos valores verificados em 2010.

Figura 5-6 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento, por Grupo empresarial – Cenário 2

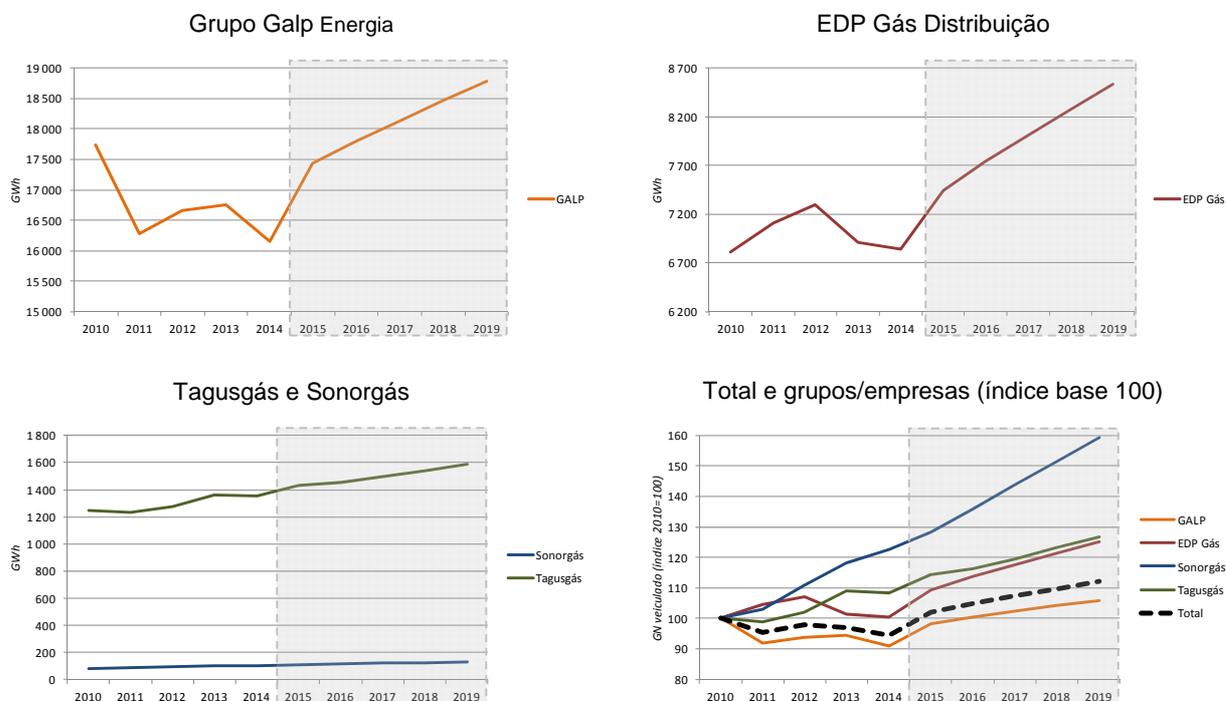


Fonte: ERSE, Propostas de PDIRD GN 2015-2019

A Figura 5-7 apresenta, para o cenário 2, a quantidade de gás natural distribuído por grupo empresarial. Verifica-se que a Sonorgás, a EDP Gás Distribuição e a Tagusgás apresentam índices de crescimento

superiores à média de todas as distribuidoras, enquanto as empresas do Grupo GALP apresentam um crescimento inferior à média.

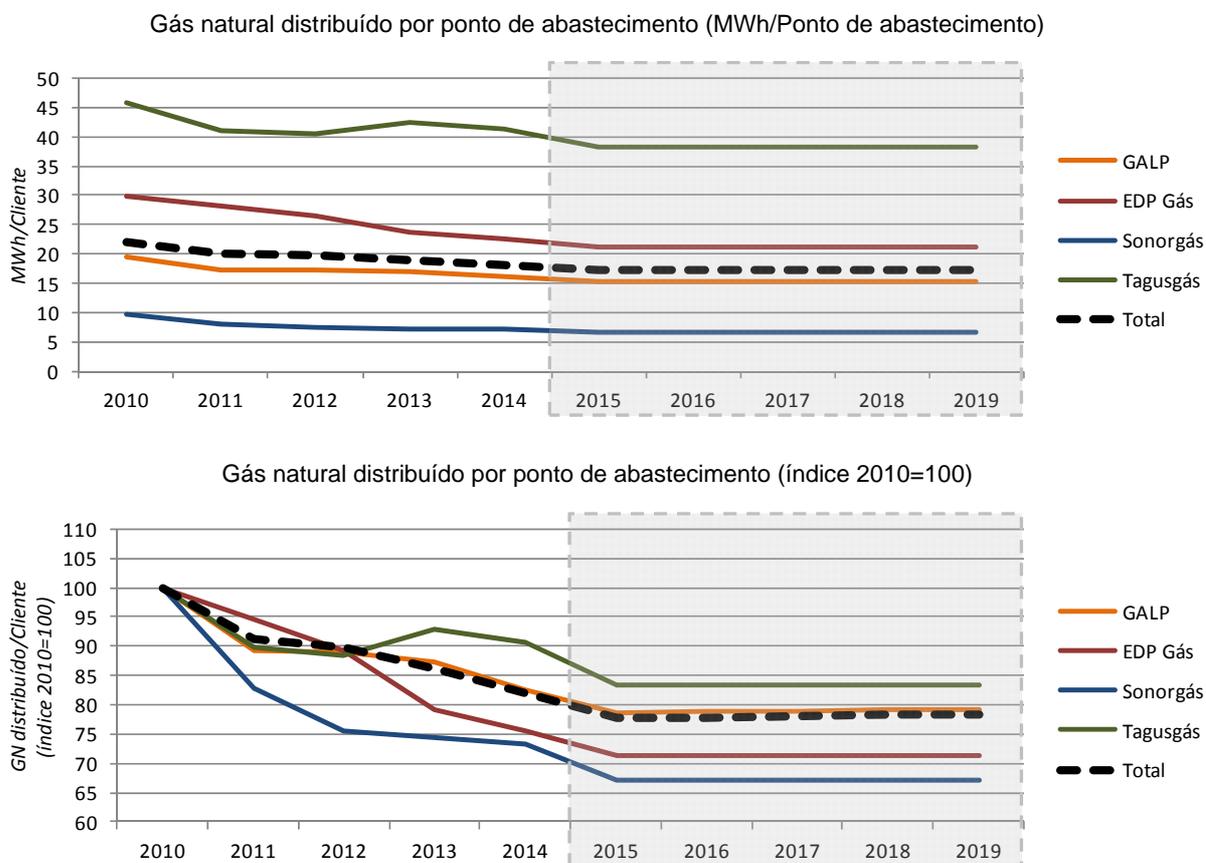
Figura 5-7 – Gás natural distribuído por Grupo empresarial – Cenário 2



Fonte: ERSE, Propostas de PDIRD GN 2015-2019

A Figura 5-8 permite verificar, para o cenário 2A, que as quantidades de gás natural distribuído por ponto de abastecimento são, a partir de 2015 constantes e inferiores em 10% ao valor ocorrido em 2013, conforme referido anteriormente. Estes valores apresentam um decréscimo, em todos os grupos económicos, relativamente aos valores verificados em 2010.

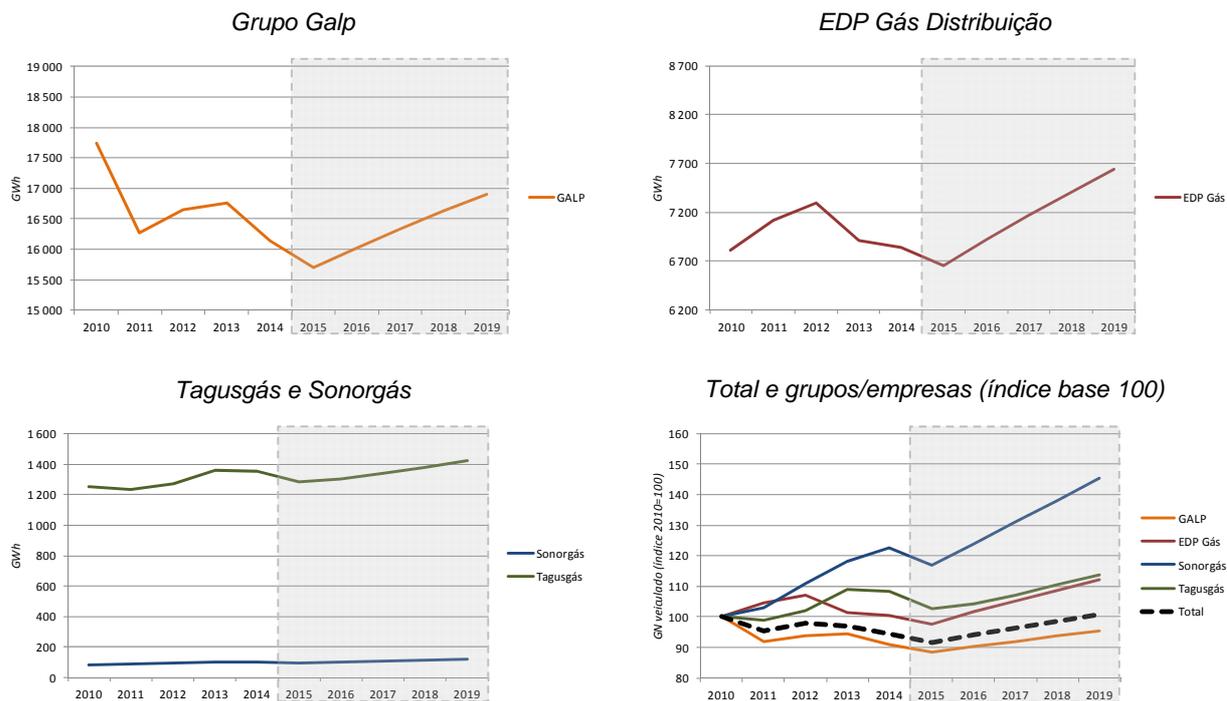
Figura 5-8 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento, por Grupo empresarial – Cenário 2A



Fonte: ERSE, Propostas de PDIRD GN 2015-2019

A *Figura 5-9* apresenta, para o cenário 2A, a quantidade de gás natural distribuído por grupo empresarial. Verifica-se, à semelhança do cenário 2, que a Sonorgás, a EDP Gás Distribuição e a Tagusgás apresentam índices de crescimento superiores à média de todas as distribuidoras enquanto as empresas do Grupo GALP apresentam um crescimento inferior à média.

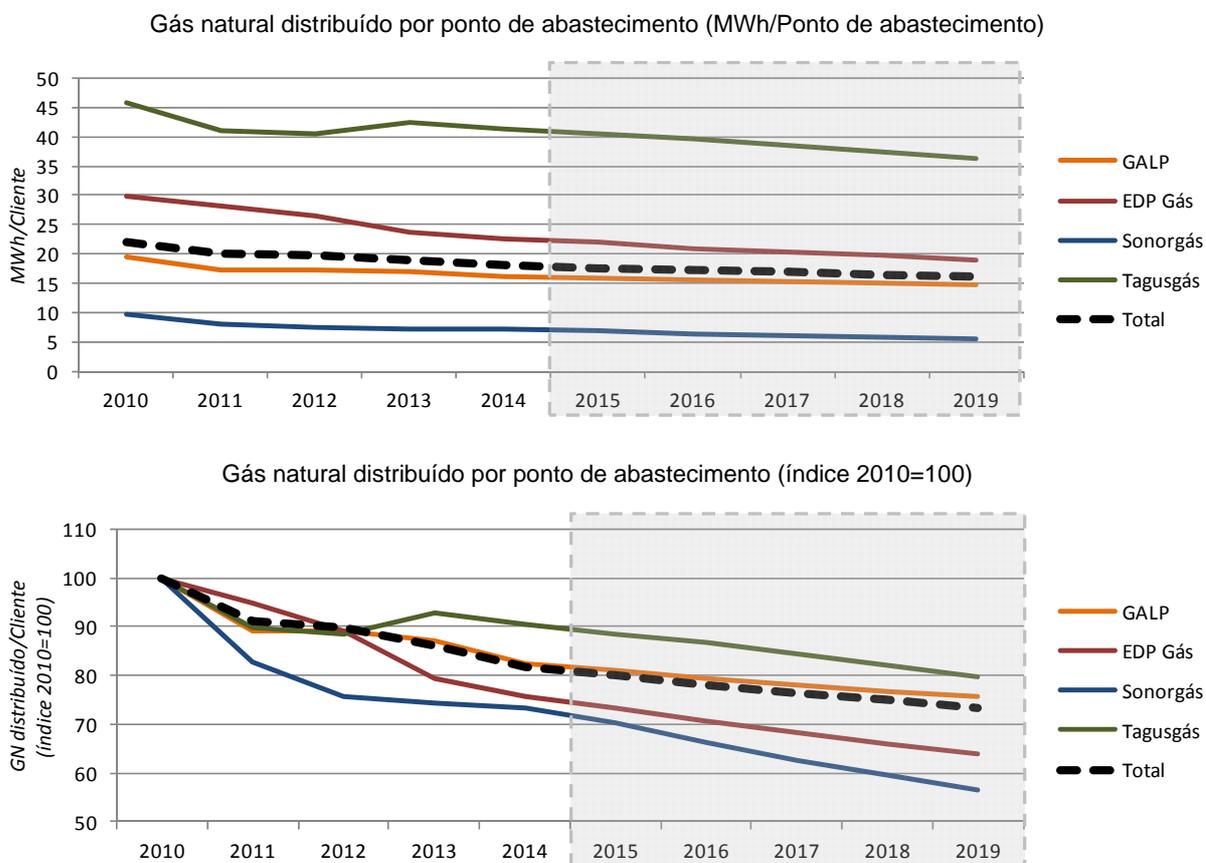
Figura 5-9 – Gás natural distribuído por Grupo empresarial – Cenário 2A



Fonte: ERSE, Propostas de PDIRD GN 2015-2019

A Figura 5-10 permite verificar, para o cenário 3, que as quantidades de gás natural distribuído por ponto de abastecimento são, a partir de 2015 constantes, conforme referido anteriormente. Estes valores apresentam um decréscimo, em todos os grupos económicos, relativamente aos valores verificados em 2010.

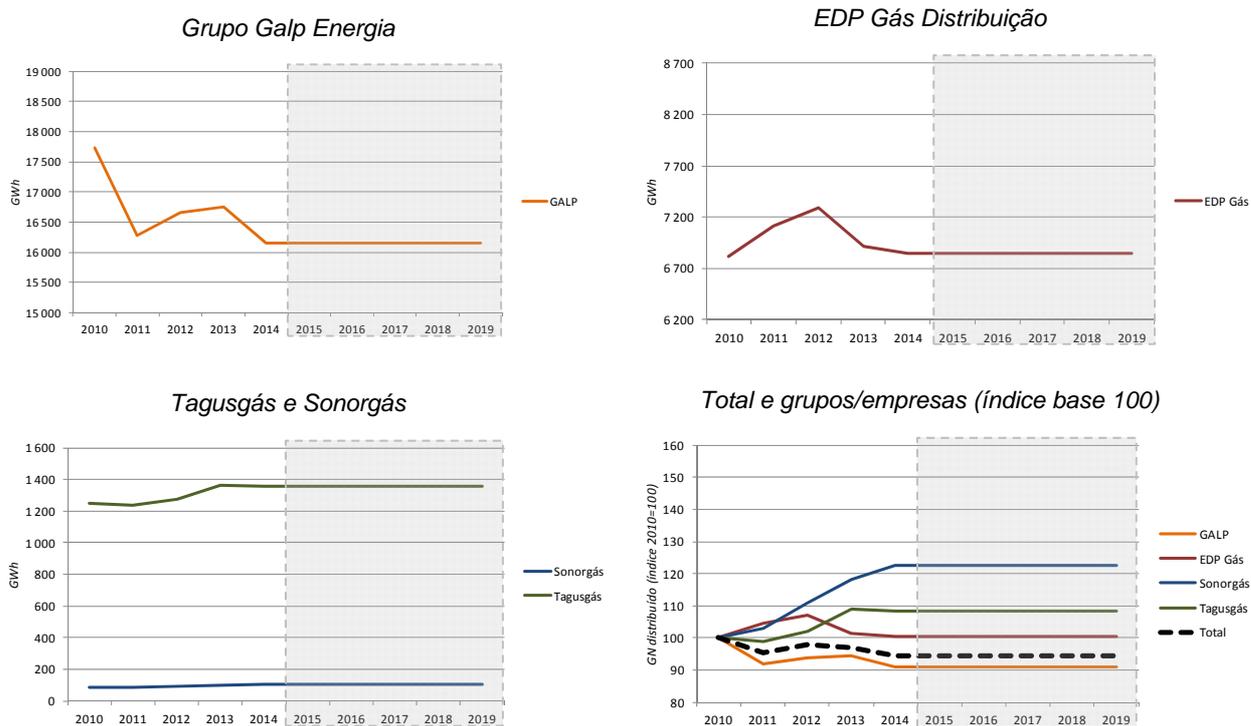
Figura 5-10 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento, por Grupo empresarial – Cenário 3



Fonte: ERSE, Propostas de PDIRD GN 2015-2019

A Figura 5-9 apresenta, para o cenário 3, a quantidade de gás natural distribuído por grupo empresarial. Verifica-se, à semelhança do cenário 2, que a Sonorgás, EDP Gás Distribuição e Tagusgás apresentam índices de crescimento superiores à média de todas as distribuidoras enquanto as empresas do Grupo GALP apresentam um crescimento inferior à média.

Figura 5-11 – Gás natural distribuído por Grupo empresarial – Cenário 3

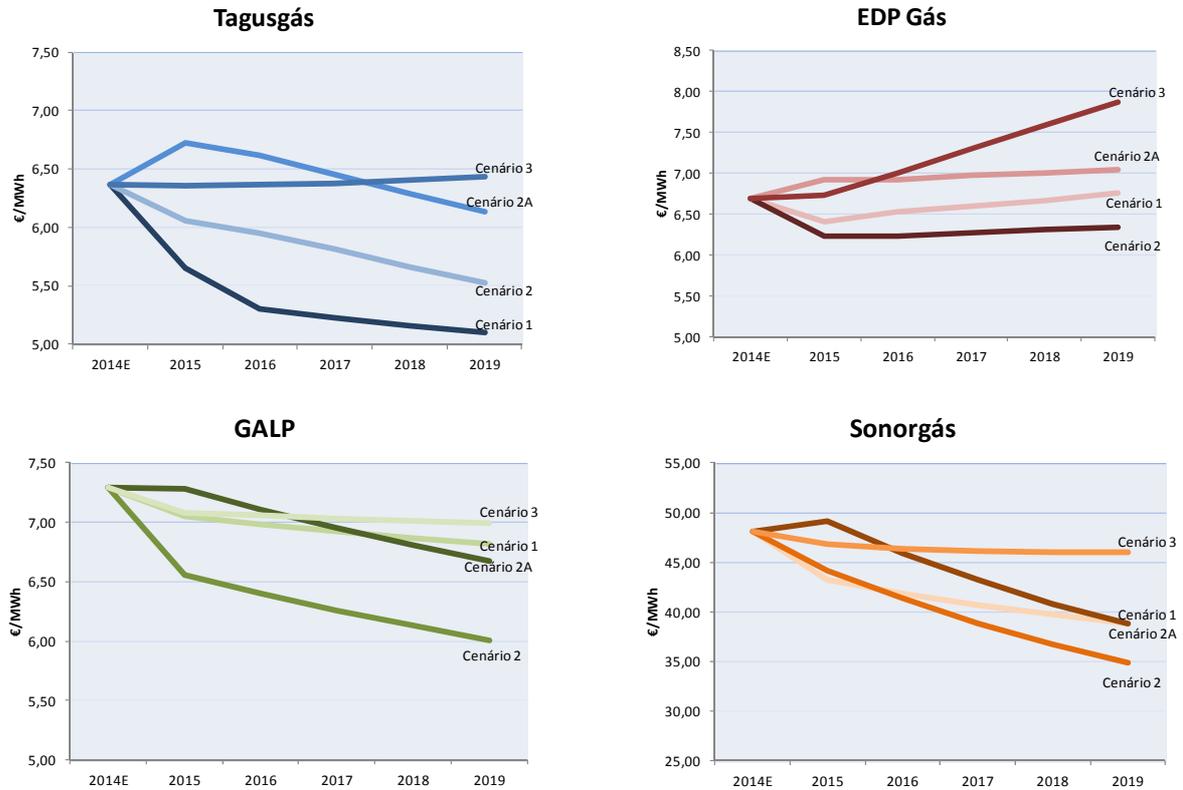


Fonte: ERSE, Propostas de PDIRDGN 2015-2019

CUSTOS DE INVESTIMENTO

A Figura 5-12 apresenta para o período 2014 (valores estimados) e 2019 a previsão da evolução do CAPEX unitário por energia veiculada pela rede de distribuição para os quatro cenários analisados e para cada grupo económico.

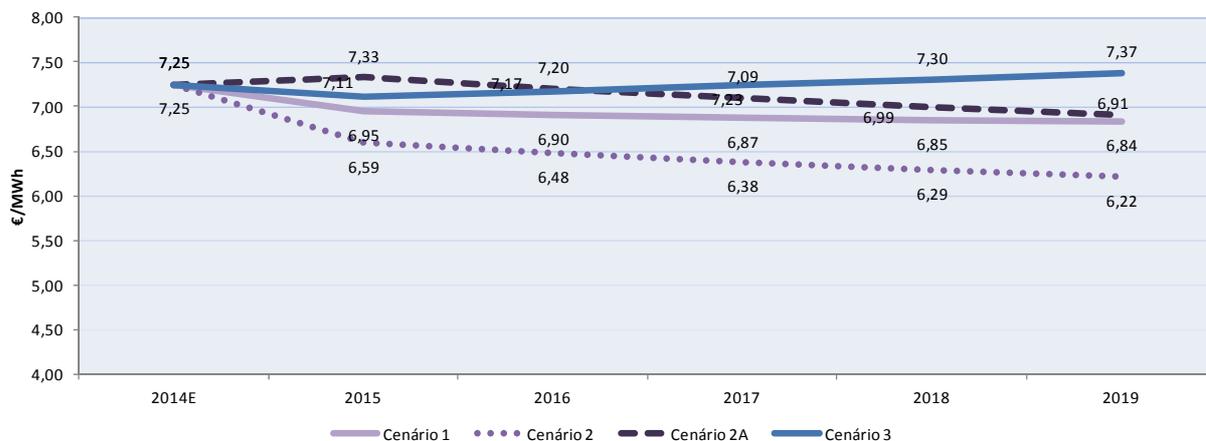
Figura 5-12 - CAPEX unitário por gás natural distribuído e por grupo económico



Observa-se que qualquer que seja o cenário de procura considerado, o CAPEX unitário por energia veiculada diminui nos ORD do grupo GALP Energia e na Sonorgás. Na Tagusgás verificou-se um acréscimo do CAPEX unitário no cenário 3 e na EDP Gás Distribuição verificou-se um ligeiro acréscimo do CAPEX unitário, em todos os cenários considerados.

A Figura 5-13 apresenta o valor global do CAPEX unitário por gás natural distribuído para os quatro cenários considerados.

Figura 5-13 - CAPEX unitário por gás natural distribuído para o conjunto das propostas

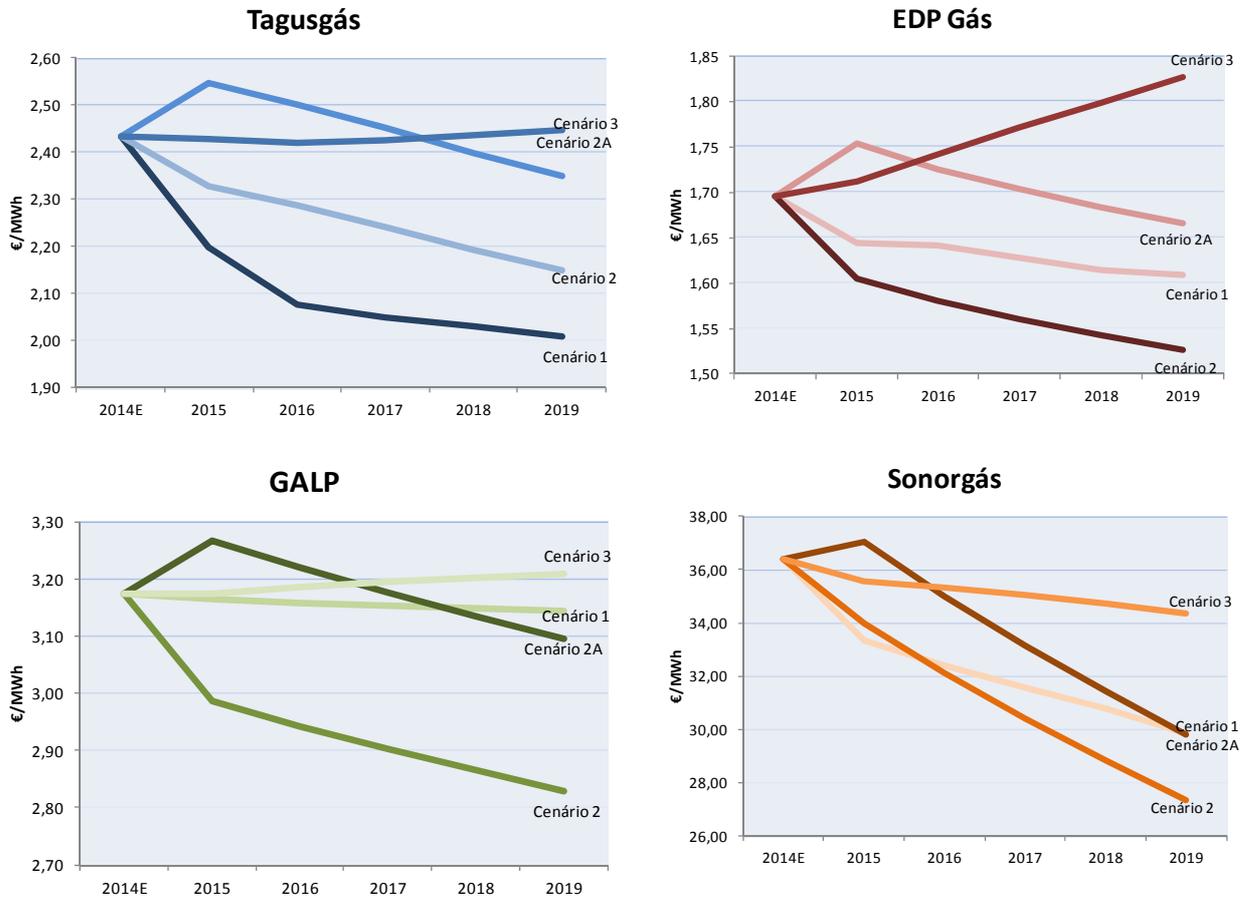


Verifica-se que nos cenários 1, 2 e 2A, tendo em conta os novos investimentos propostos, o CAPEX unitário por gás natural distribuído baixa durante o período de abrangência do PDIRD GN 2015-2019. A descida é mais acentuada no cenário 2, correspondendo a taxa média anual de crescimento, entre 2014 e 2019, de -3,0%. No cenário 3 verifica-se um acréscimo de cerca de 0,3%

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Tal como referido anteriormente, os custos de exploração das empresas de distribuição de gás natural são regulados por uma metodologia de *price cap*, tendo uma componente fixa e duas componentes variáveis que evoluem em função do número de pontos de abastecimento e das quantidades de gás natural distribuído. Assim, os diferentes cenários considerados de procura de gás natural condicionam o valor do OPEX em cada um dos cenários considerados pela ERSE. A Figura 5-14 apresenta a evolução do OPEX unitário por energia veiculada pela rede de distribuição, para cada grupo económico, para os quatro cenários analisados para o período 2014 a 2019.

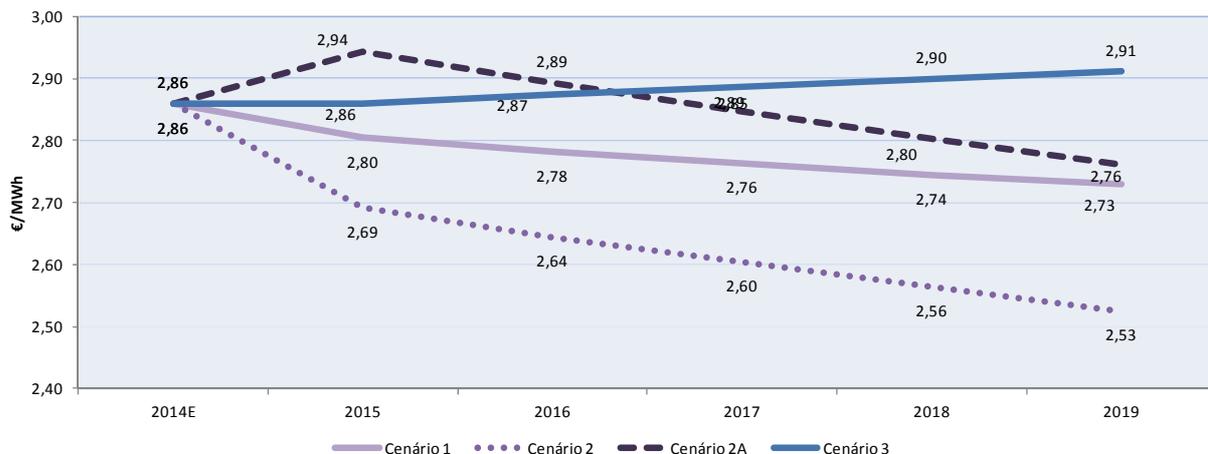
Figura 5-14 - OPEX unitário por gás natural distribuído e por grupo económico



Observa-se que o OPEX unitário por energia veiculada diminui na Tagusgás, EDP Gás Distribuição e nos ORD do grupo GALP Energia para os cenários 1, 2 e 2A, aumentando no cenário 3. Para a Sonorgás verifica-se uma redução em todos os cenários. As diferenças entre os valores do OPEX considerados em cada cenário resultam das diferenças ao nível de gás natural distribuído, uma vez que o número de pontos de abastecimento é idêntico nos três cenários.

A Figura 5-15 apresenta o valor global do OPEX unitário por gás natural distribuído para os quatro cenários considerados.

Figura 5-15 - OPEX unitário por gás natural distribuído

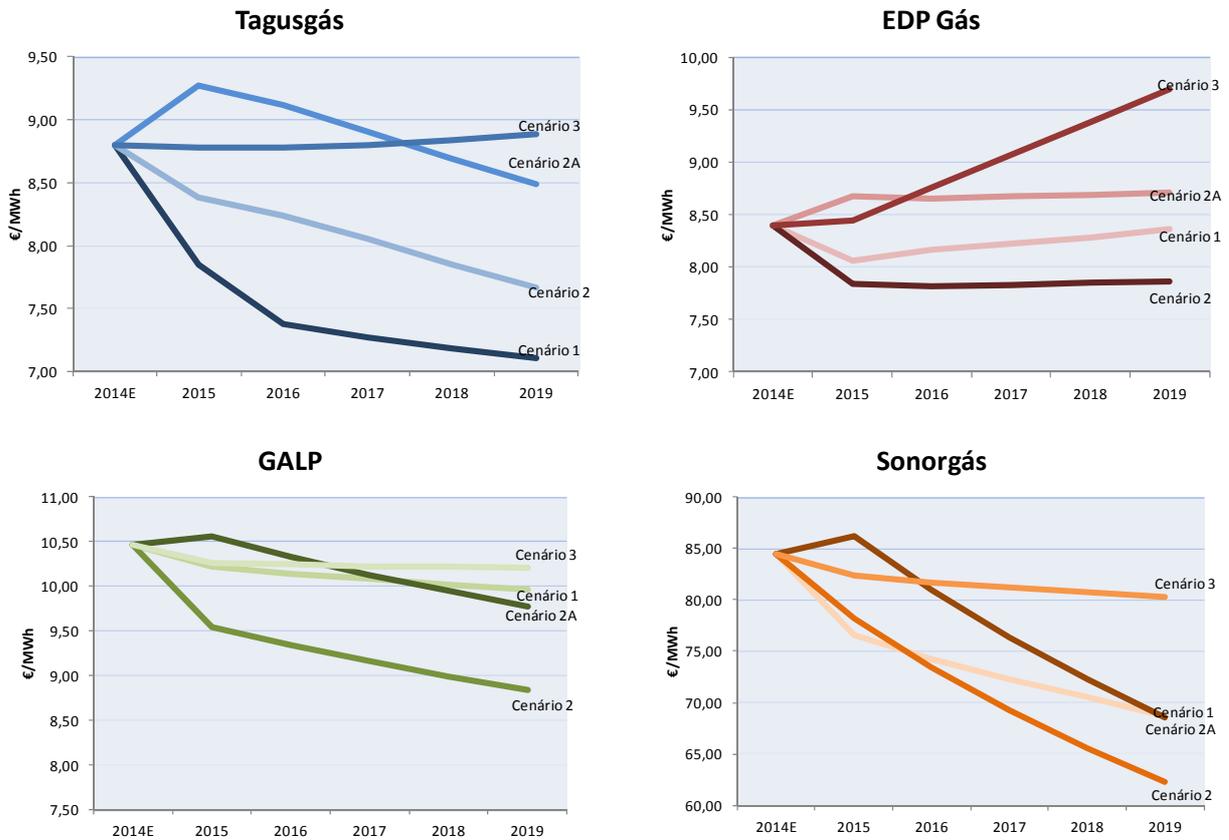


Verifica-se que nos cenários 1, 2 e 2A, tendo em conta os novos investimentos propostos, o OPEX unitário por gás natural distribuído baixa durante o período de abrangência do PDIRD GN 2015-2019. Essa descida é mais acentuada no cenário 2, correspondendo a taxa média anual de crescimento, entre 2014 e 2019, de -2,5%. No cenário 3 verifica-se um acréscimo médio anual do OPEX unitário por gás natural distribuído de cerca de 0,4%.

CUSTO TOTAIS (INVESTIMENTO E EXPLORAÇÃO)

Na Figura 5-16 é apresentada a evolução do TOTEX unitário por energia veiculada pela rede de distribuição, para cada grupo económico, para os quatro cenários analisados, para o período 2014 a 2019, tendo por base os valores apresentados anteriormente para o CAPEX e para o OPEX.

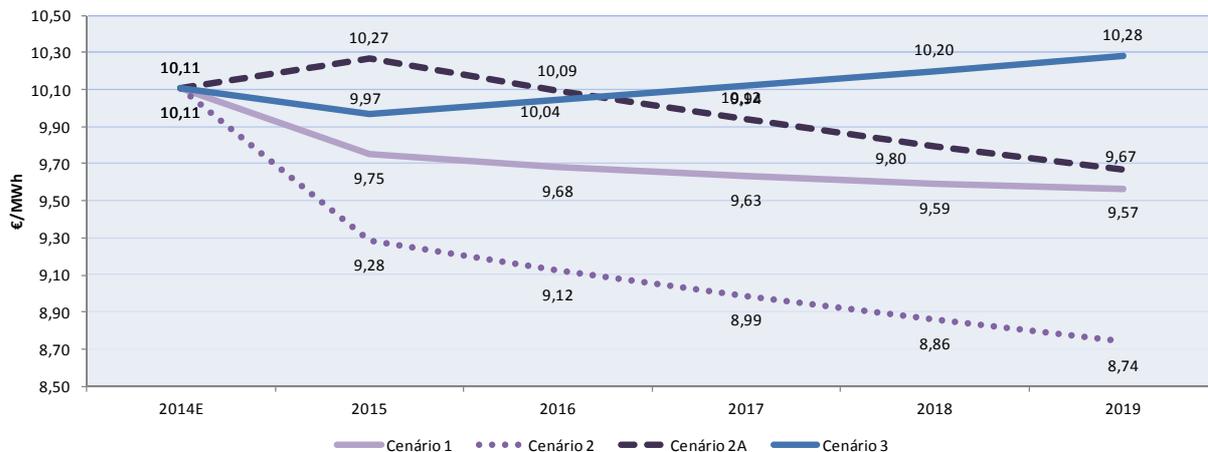
Figura 5-16 - TOTEX unitário por gás natural distribuído e por grupo económico



Observa-se a diminuição do TOTEX unitário por energia veiculada em todos os cenários apresentados com exceção do cenário 3 na Tagusgás e na EDP Gás. Destacam-se os valores referentes à Sonorgás que são entre sete a dez vezes superiores aos valores unitários de cada um dos restantes grupos económicos, Tagusgás, GALP Energia e EDP Gás Distribuição.

A Figura 5-17 apresenta o valor global do TOTEX unitário por gás natural distribuído para os quatro cenários considerados.

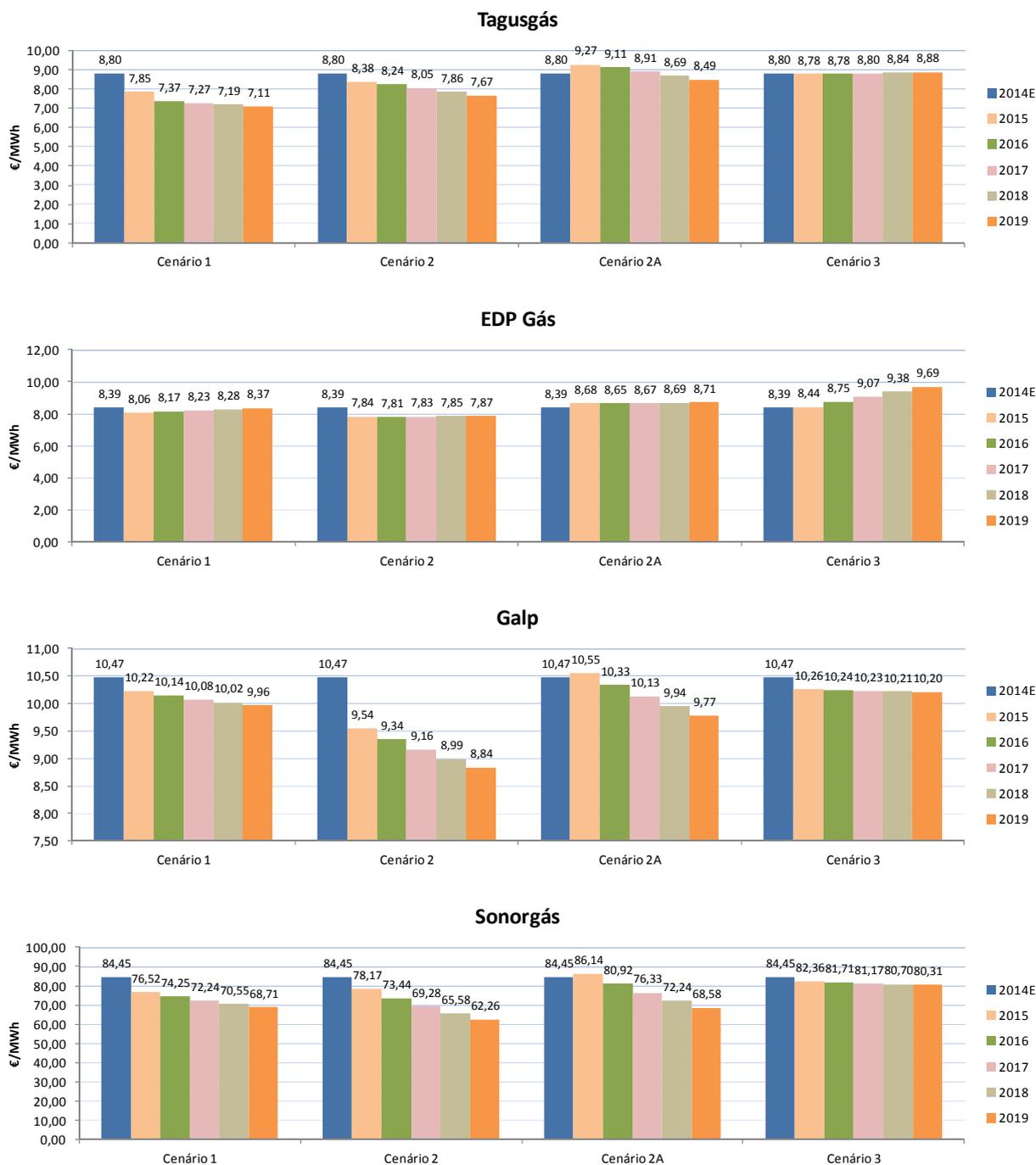
Figura 5-17 - TOTEX unitário por gás natural distribuído para o conjunto das propostas



Verifica-se que para os cenários 1, 2 e 2A, tendo em conta os novos investimentos propostos, o TOTEX unitário por gás natural distribuído baixa durante o período de abrangência do PDIRD GN 2015-2019. Essa descida é mais acentuada no cenário 2, correspondendo a taxa média anual de crescimento, entre 2014 e 2019, de -2,9%. Para o cenário 3, após uma redução ocorrida entre 2014 e 2015 verifica-se uma tendência de crescimento ligeiro dos valores do TOTEX, entre 2015 e 2019, correspondendo no período em análise a uma taxa média anual de crescimento de 0,3%.

A Figura 5-18 apresenta o TOTEX unitário por gás natural distribuído para cada grupo económico e para cada cenário apresentado.

Figura 5-18 - TOTEX unitário por gás natural distribuído e por grupo económico para 2014 a 2019



Pode-se observar a disparidade entre os custos unitários da Sonorgás e os dos restantes grupos económicos. A Figura 5-19 apresenta a evolução percentual entre os TOTEX unitários por gás natural distribuído estimados para 2014 e os previstos para 2019, por grupo económico e por cenário analisado.

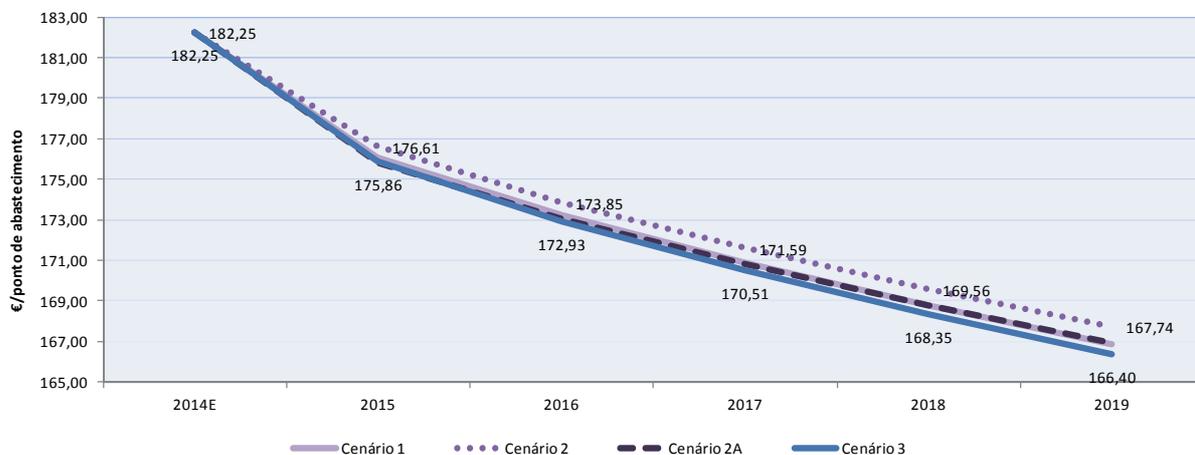
Figura 5-19 - Variação do TOTEX unitário por gás distribuído entre 2014E e 2019

	cenário 1	cenário 2	cenário 2A	cenário 3
Tagusgás	-19,3%	-12,8%	-3,6%	0,9%
EDP Gás	-0,3%	-6,3%	3,8%	15,5%
GALP	-4,8%	-15,6%	-6,6%	-2,5%
Sonorgás	-18,6%	-26,3%	-18,8%	-4,9%
Total	-5,3%	-13,5%	-4,3%	1,7%

Verifica-se que as maiores reduções ao nível do TOTEX unitário por gás natural distribuído verificam-se ao nível da Sonorgás, em todos os cenários analisados, na Tagusgás, nos cenários 1 e 2 e nos ORD do grupo GALP Energia no cenário 2. Em termos globais o cenário 2 é o que apresenta uma maior redução dos TOTEX unitários.

A Figura 5-20 apresenta o crescimento do TOTEX unitário por ponto de abastecimento para o período 2014 a 2019. Verifica-se que os valores são muito próximos em todos os cenários analisados e apresentam uma variação média anual de -1,7%.

Figura 5-20 - Variação do TOTEX unitário por ponto de abastecimento entre 2014E e 2019



ANÁLISES E COMENTÁRIOS

Pelas análises anteriores verifica-se o impacte positivo em termos de proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas dos investimentos propostos, em todos os cenários com exceção do cenário3. Contudo refira-se que o perfil de investimento previsto levará ao envelhecimento dos ativos em exploração.

Refira-se ainda que as propostas de PDIRD GN 2015-2019 deveriam apresentar para além duma análise custo-benefício dos investimentos propostos, análises de sensibilidade tendo em conta diferentes cenários de procura à semelhança do exercício efetuado pela ERSE.

Por outro lado, importa igualmente referir que as propostas de PDIRD GN 2015-2019 submetidas a parecer da ERSE não englobam todos os investimentos previstos até 2019. Em paralelo, deverão ocorrer investimentos associados ao concurso dos 26 polos de consumo em concurso na sequência do Aviso n.º 8435/2012, da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), de 22 de junho de 2012 e para os quais concorreram a EDP Gás Distribuição e a Sonorgás²⁶.

5.1 ANÁLISE DOS IMPACTES DOS INVESTIMENTOS TARIFÁRIOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD 2015

Para se efetuar a análise de impactes tarifários observados pelos consumidores em consequência dos investimentos nas redes de distribuição em MP e BP previstos na proposta de PDIRD 2015, procedeu-se à determinação dos preços médios das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP e em BP, para os anos de 2015, 2017 e 2019, considerando os cenários 1, 2a e 3 anteriormente apresentados, ver Quadro 5-1.

Quadro 5-1 – Preços médios das tarifas de Uso da Rede de Distribuição para os cenários 1, 2a e 3

Preço Médio (€/MWh)	2014	Cenário 1			Cenário 2a			Cenário 3		
		2015	2017	2019	2015	2017	2019	2015	2017	2019
URD	10,10	9,74	9,62	9,56	10,26	9,93	9,66	9,96	10,11	10,27
URD MP	3,33	3,21	3,18	3,15	3,33	3,22	3,14	3,28	3,33	3,38
URD BP>	11,84	11,44	11,33	11,27	11,92	11,54	11,25	11,70	11,94	12,18
URD BP<	30,74	29,74	29,40	29,19	30,67	29,75	29,03	30,32	30,75	31,21

Salienta-se que a variação de preços unitários das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP e BP, apresentadas no quadro anterior, impactam de forma diferenciada nas tarifas de acesso em MP e BP. As

²⁶ A EDP Gás Distribuição concorreu a 6 desses 26 polos (Monção, Amares, Melgaço, Cabeceiras de Basto, Celorico e Mondim de Bastos e Vieira do Minho), enquanto a Sonorgás concorreu a todos os 26 polos (Alfândega da Fé, Carrazeda de Ansiães, Freixo de Espada à Cinta, Miranda do Douro, Mogadouro, Torre de Moncorvo, Vila Flor, Vimioso, Vinhais, Amares, Cabeceiras de Basto, Celorico de Basto/ Mondim de Basto, Terras de Bouro, Vieira do Minho, Alijó, Boticas, Mesão Frio, Montalegre, Murça, Ribeira de Pena, Sabrosa, Valpaços, Vila Pouca de Aguiar; Baião, Melgaço e Monção).

tarifas de acesso às redes são pagas aos operadores de redes por todos os clientes, independentemente do seu comercializador.

Nesta análise consideraram-se que os preços de todos os outros componentes tarifários – rede de transporte, infraestruturas de alta pressão e energia – são preservados durante todo o período em análise.

O Quadro 5-2 apresenta uma comparação entre os anos de 2019 e 2014 para os vários cenários em análise.

**Quadro 5-2 – Variação tarifária entre os anos de 2019 e 2014
para cada um dos cenários de procura considerados**

Comparação entre os anos 2019 e 2014	Cenário 1	Cenário 2a	Cenário 3
URD	-5,3%	-4,3%	1,7%
URD MP	-5,3%	-5,6%	1,5%
URD BP>	-4,8%	-5,0%	2,9%
URD BP<	-5,1%	-5,6%	1,5%

Analisando o Quadro 5-2 observa-se uma redução tarifária entre os anos de 2019 e 2014 nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição para o cenário 1, correspondente aos valores previstos nos planos de investimentos apresentados pelas empresas. Considerando a incerteza no crescimento da procura, estas reduções tarifárias podem não se observar, conforme se apresenta no cenário 3, onde se considera para o período analisado a estagnação da procura. Neste cenário observam-se agravamentos nos preços da tarifa de Uso das Redes de Distribuição entre 2019 e 2014, considerando os planos de investimento propostos pelas empresas.

No Quadro 5-3 apresentam-se os impactes das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP, BP> (maior que 10.000 m³) e BP< (menor que 10.000 m³). Tomando em consideração as variações tarifárias de Uso da Rede de Distribuição e o peso de cada tarifa de Uso da Rede de Distribuição na estrutura tarifária das tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas finais pagas pelos consumidores no mercado, determinam-se os impactes tarifários observados no Acesso às Redes e nas faturas totais dos consumidores, para os vários cenários em análise nos anos de 2015, 2017 e 2019.

Quadro 5-3 – Variação tarifária dos cenários 2a e 3 face ao cenário 1

Variações face ao Cenário 1 (%)	Cenário 2a			Cenário 3		
	2015	2017	2019	2015	2017	2019
URD	5,3%	3,1%	1,1%	2,3%	5,0%	7,5%
URD MP	3,5%	1,5%	-0,3%	2,1%	4,8%	7,2%
URD BP>	4,2%	1,9%	-0,2%	2,3%	5,3%	8,1%
URD BP<	3,2%	1,2%	-0,5%	2,0%	4,6%	6,9%
Acesso	4,6%	2,7%	0,9%	1,9%	4,3%	6,4%
Acesso MP	2,2%	1,0%	-0,2%	1,3%	3,0%	4,5%
Acesso BP>	2,9%	1,3%	-0,1%	1,6%	3,7%	5,7%
Acesso BP<	2,9%	1,1%	-0,5%	1,8%	4,2%	6,3%
Tfinal	1,6%	0,9%	0,3%	0,7%	1,5%	2,2%
TFinal MP	0,5%	0,2%	0,0%	0,3%	0,6%	1,0%
TFinal BP>	1,3%	0,6%	-0,1%	0,7%	1,7%	2,6%
TFinal BP<	1,6%	0,6%	-0,3%	1,0%	2,3%	3,4%

Considerando uma estagnação dos consumos – cenário 3 – observam-se impactes tarifários face ao cenário 1. Este impacte é de 6,9 % na tarifa URD BP<, de 6,3 % na tarifa de Acesso BP< e de 3,4 % nos preços finais de BP<.

O mecanismo de compensação entre ORD justifica-se pela aplicação de uma única tarifa de Uso da Rede de Distribuição a todos os ORD e conseqüentemente pela necessidade de se conciliar os níveis de faturação obtidos pela aplicação dessa mesma tarifa, com os níveis de proveitos permitidos de cada um dos ORD.

O Quadro 5-4 apresenta a evolução entre 2019 e 2014 dos montantes de compensação para os diversos ORD considerando o cenário 1 utilizando os pressupostos incluídos nos planos de investimento das empresas.

Quadro 5-4 – Comparação das compensações tarifárias entre ORD para o cenário 1 entre os anos de 2014 e 2019

Compensações Tarifárias entre ORDs (milhares euros)	Cenário 1		
	2014 (1)	2019 (2)	Diferencial (2)-(1)
Beiragás	447	162	-285
Dianagas	1.536	1.445	-91
Sonorgas	6.218	5.552	-666
Duriensegás	1.341	410	-931
Lisboagás	8.893	8.156	-737
Lusitâniagas	-16.022	-14.679	1.342
Medigás	1.076	828	-248
Paxgas	692	587	-105
EDPgás	-9.133	-6.772	2.361
Setgas	1.291	1.959	667
Tagusgás	3.661	2.353	-1.308
TOTAL	0	0	0

Globalmente, comparando os anos de 2014 e 2019, verifica-se uma redução das compensações entre ORD em 2019 face a 2014, resultando numa aproximação entre a faturação baseada numa tarifa única e os proveitos permitidos a cada ORD.

O Quadro 5-5 apresenta a comparação entre o cenário 1 e o cenário 3 para o ano 2019 dos montantes de compensação tarifária para os diversos ORD.

**Quadro 5-5 - Comparação das compensações tarifárias entre ORD
entre o cenário 1 e o cenário 3 para o ano 2019**

Compensações Tarifárias entre ORDs (milhares euros)	Cenário 1 - 2019 (1)	Cenário 3 - 2019 (2)	Diferencial (2)-(1)
Beiragás	162	-92	-254
Dianagas	1.445	1.450	4
Sonorgas	5.552	5.642	90
Durienségás	410	484	74
Lisboagás	8.156	5.129	-3.028
Lusitâniagas	-14.679	-17.219	-2.539
Medigás	828	890	63
Paxgas	587	609	21
EDPgás	-6.772	-1.697	5.075
Setgas	1.959	1.198	-761
Tagusgás	2.353	3.607	1.254
TOTAL	0	0	0

Considerando um cenário conservador em termos de procura – cenário 3 - na generalidade dos ORD verifica-se um agravamento das compensações a pagar entre ORD em 2019 resultante de uma maior diferenciação entre a faturação baseada numa tarifa única e nos proveitos permitidos de cada ORD.

Nos quadros seguintes apresenta-se a mesma informação em euro por unidade de energia permitindo identificar para cada ORD o desnível entre a faturação por unidade de energia e os proveitos permitidos.

Nalgumas situações verifica-se um desnível elevado em 2014 que diminui ao longo do período em análise, considerando os pressupostos apresentados por cada ORD nas suas propostas, resultando numa aproximação entre a faturação por unidade de energia baseada numa tarifa única e os proveitos unitários permitidos a cada ORD.

Quadro 5-6 - Comparação das compensações unitárias entre ORD para o cenário 1 entre os anos de 2014 e 2019

Compensações Unitárias entre ORDs (€/MWh)	Cenário 1		
	2014 (1)	2019 (2)	Diferencial (2)-(1)
Beiragás	0,5	0,2	-0,3
Dianagas	22,6	19,4	-3,1
Sonorgas	60,6	45,7	-14,9
Duriensegás	6,1	1,7	-4,4
Lisboagás	1,8	1,6	-0,2
Lusitâniagas	-2,0	-1,8	0,2
Medigás	10,7	7,4	-3,3
Paxgas	40,4	29,9	-10,5
EDPgás	-1,3	-0,9	0,5
Setgas	0,7	1,0	0,3
Tagusgás	2,7	1,4	-1,3

No quadro seguinte apresentam-se as compensações unitárias em 2019 para o cenário 1 e cenário 3 (cenário conservador em termos de procura). Neste cenário 3 verifica-se para a generalidade dos ORD um agravamento das compensações unitárias a pagar em 2019 resultante de uma maior diferenciação entre a faturação por unidade de energia baseada numa tarifa única e nos proveitos unitários permitidos de cada ORD, não se garantindo deste modo a desejada convergência entre custos unitários e pagamentos dos consumidores em cada região.

Quadro 5-7 - Comparação das compensações unitárias entre ORD entre o cenário 1 e o cenário 3 para o ano 2019

Compensações Unitárias entre ORDs (€/MWh)	Cenário 1 - 2019 (1)	Cenário 3 - 2019 (2)	Diferencial (2)-(1)
Beiragás	0,2	-0,1	-0,3
Dianagas	19,4	21,3	1,9
Sonorgas	45,7	54,9	9,2
Duriensegás	1,7	2,2	0,5
Lisboagás	1,6	1,0	-0,6
Lusitâniagas	-1,8	-2,2	-0,4
Medigás	7,4	8,9	1,5
Paxgas	29,9	35,5	5,6
EDPgás	-0,9	-0,2	0,6
Setgas	1,0	0,6	-0,4
Tagusgás	1,4	2,7	1,3