

## **PARECER**

### **PROPOSTAS DE PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL PARA O PERÍODO 2019-2023 (PDIRD-GN 2018)**



ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PARECER .....</b>	<b>3</b>
	<b>ANEXO AO PARECER DA ERSE ÀS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2018.....</b>	<b>11</b>
<b>1</b>	<b>ESTRATÉGIA PARA O DESENVOLVIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL E O ATUAL QUADRO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA .....</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DAS CONCESSÕES E LICENÇAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>15</b>
2.1	Contexto socioeconómico da atividade de distribuição de gás natural.....	15
2.2	Procura de gás natural nas redes de distribuição de gás natural .....	24
2.3	Estrutura de custos das empresas.....	28
<b>3</b>	<b>ANÁLISE DAS PROPOSTAS SUBMETIDAS PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>37</b>
3.1	Breve descrição das propostas apresentadas pelos ORD .....	38
3.2	Análise comparativa com as anteriores propostas de PDIRD-GN.....	39
3.3	Caracterização do investimento proposto.....	41
3.3.1	Propostas de PDIRD-GN 2018 do Grupo GALP .....	44
3.3.1.1	Beiragás .....	47
3.3.1.2	Dianagás .....	49
3.3.1.3	Duriensegás.....	51
3.3.1.4	Lisboagás .....	53
3.3.1.5	Lusitaniagás.....	55
3.3.1.6	Medigás .....	57
3.3.1.7	Paxgás .....	59
3.3.1.8	Setgás .....	61
3.3.2	Proposta de PDIRD-GN 2018 da REN Portgás Distribuição .....	63
3.3.3	Proposta de PDIRD-GN 2018 da Sonorgás.....	65
3.3.3.1	Polos existentes .....	67
3.3.3.2	Novos polos.....	69
3.3.4	Proposta de PDIRD-GN 2018 da Tagusgás .....	72
3.4	Indicadores físicos e económicos da distribuição de gás natural .....	74
3.4.1	Caracterização das intervenções apresentadas nas propostas de PDIRD-GN 2018 .....	74
3.4.2	Custos unitários do investimento .....	78
3.4.2.1	Rede secundária e Ramais.....	78
3.4.2.2	Conversões/reconversões.....	80
3.4.3	Apreciação sumária e comentários ao investimento proposto .....	83
3.4.4	Indicadores de Análise Geral do Investimento .....	87
3.4.4.1	Indicadores para o Período de 2019 a 2023 .....	87
3.4.4.2	Indicadores apresentados pelos operadores nas propostas de PDIRD-GN 2018 .....	89
3.5	Previsões para a evolução da procura de gás natural dos ORD .....	95

3.5.1	Pressupostos subjacentes às previsões das empresas .....	95
3.5.2	Comparação das previsões das empresas com a evolução da procura verificada até à data.....	96
<b>4</b>	<b>IMPACTES TARIFÁRIOS DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2018 .....</b>	<b>101</b>
4.1	Cenários de procura para a análise de impactes tarifários.....	101
4.2	Impacte do cenário base Proposto pelos ORD .....	107
4.2.1	Impacte nos proveitos .....	107
4.2.2	Impacte nas tarifas .....	119
4.3	Análise de sensibilidade ao nível de investimento .....	120
4.3.1	Impacte nos Proveitos .....	121
4.3.2	Impacte nas tarifas .....	122

## 1 ENQUADRAMENTO

Em cumprimento do 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 das redes de distribuição de gás natural apresentaram à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), onze propostas de plano quinquenal de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição para o período de 2019 a 2023 (PDIRD-GN 2018).

Por sua vez, a DGEG solicitou às empresas algumas alterações das respetivas propostas de planos e comunicou à ERSE as propostas reformuladas, 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 úteis.

Deste modo, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública as onze propostas recebidas de planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição para o período de 2019 a 2023, que decorreu entre os dias 10 de dezembro de 2018 e 28 de janeiro do corrente ano.

Na sequência da respetiva Consulta Pública, nos termos dos números 6 e 7 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, cumpre agora à ERSE emitir um parecer sobre as propostas de PDIRD-GN 2018. Este processo é bienal, permitindo uma análise contínua e atenta sobre a evolução das principais condicionantes justificativas dos planos de investimentos de cada um dos operadores das redes de distribuição.



## 2 PARECER

### AValiação DAS PROPOSTAS DE PDIRD GN 2018

1. Tal como assinalado pela ERSE durante a Consulta Pública às propostas de PDIRD-GN 2018, observaram-se melhorias significativas na qualidade dos planos submetidos, seguindo uma tendência que já se tinha verificado após a emissão do seu parecer às propostas de PDIRD-GN 2014.
2. Esta melhoria verifica-se tanto na qualidade da informação disponibilizada, como no detalhe dos pressupostos que sustentam as previsões apresentadas, assim como numa melhor sustentação técnica e económica dos critérios e estratégias seguidos pelas empresas.
3. Em particular, face à anterior edição de propostas de PDIRD-GN 2016, assinala-se o esforço no exercício de valorização de benefícios por parte de todos os Operadores de Redes de Distribuição (ORD).
4. No entanto, essa maior qualidade das propostas de PDIRD GN-2018 acaba por evidenciar que as **estratégias de investimento seguidas pelos ORD não assentam em princípios e critérios comuns.**

### O ATUAL QUADRO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

5. No atual quadro de transição energética é fundamental o desenvolvimento de uma visão consensualizada sobre o papel do setor do gás natural no futuro, de modo a assegurar uma coerência entre as propostas de investimento apresentadas pelos diferentes ORD e a permitir orientar um desenvolvimento harmonizado das redes de gás natural.
6. Esta visão do papel do setor do gás natural deverá resultar de uma análise holística da evolução do setor energético em Portugal no quadro da política energética europeia, sendo de salientar a discussão sobre o futuro do gás natural no contexto europeu que se encontra em fase de desenvolvimento pela Comissão Europeia, Agência Europeia dos Reguladores de Energia (ACER) e Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER) e as iniciativas nacionais que têm vindo a ser apresentadas e discutidas, designadamente o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050.
7. Apesar das propostas de PDIRD-GN incluírem unicamente projetos de investimento a serem concretizados nos próximos cinco anos, ter-se-á que recordar que esses investimentos, quando concretizados, serão remunerados por um período temporal alargado que poderá ultrapassar os 20 ou 30 anos. Como consequência, na sua aprovação, é fundamental considerar-se a visão do papel futuro das redes de gás natural em termos de: i) uma maior integração e acoplamento dos setores elétrico e

do gás natural, ii) do transporte e distribuição de gases descarbonizados em substituição do gás natural e iii) de novas aplicações e usos de gás natural.

8. Assim, o exercício de aprovação dos investimentos em novas infraestruturas de gás natural, no contexto da transição energética, deverá ser efetuado com prudência, de modo a: i) minimizarem-se situações futuras de ativos ociosos e, conseqüentemente, de possíveis “custos afundados” para o setor energético e ii) maximizarem-se as situações de ativos relevantes e valiosos no futuro, que garantam preços razoáveis e acessíveis para os consumidores.

## CONTEXTO

9. A introdução do gás natural em Portugal é ainda recente, desde o final dos anos 90 do século passado, e ocorreu de forma faseada, verificando-se situações díspares, em termos de penetração do gás natural, nas diferentes áreas de concessão ou de licença dos ORD.
10. O abastecimento de gás natural em Portugal iniciou-se nos polos com maior potencial de consumo de gás natural e, conseqüentemente, onde os custos fixos associados à realização dos investimentos mais rapidamente se diluiriam.
11. Com a expansão da rede de distribuição de gás natural para novas áreas com menor consumo, o período de recuperação dos custos de investimentos foi-se tornando progressivamente mais extenso. Se fosse tido em conta apenas o critério da racionalidade económica, seria provável a diminuição dos montantes de investimentos realizados e, conseqüentemente, também o abrandamento do ritmo de expansão da rede de distribuição de gás natural.
12. Nesse contexto, tender-se-ia a manter a situação existente, com uma parte significativa dos habitantes de algumas áreas de concessão ou de licença a não terem acesso a esta fonte de energia primária, enquanto o fornecimento de gás natural se encontra largamente disseminado noutras áreas.
13. Esta disparidade poderá crescer se, por um lado, os diferentes ORD continuarem a assumir estratégias de investimento que não assentam em princípios e critérios comuns e, por outro lado, não existirem orientações que resultem num desenvolvimento harmonizado das redes de gás natural.
14. Registe-se que as propostas de PDIRD-GN são efetuadas num quadro de uniformidade tarifária. Deste modo, as decisões de investimento tomadas localmente têm impacto nos custos suportados por todos os consumidores ligados às redes de distribuição do SNGN, não existindo uma relação direta entre os custos com os investimentos suportados pelos consumidores nas tarifas e os benefícios que poderão retirar desses investimentos.



## ESTRATÉGIAS DE INVESTIMENTOS DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2018

15. De um modo geral, verifica-se que as atuais propostas de PDIRD-GN 2018 apresentam uma ligeira inversão da tendência de diminuição dos custos de investimentos, quando comparadas com as propostas de PDIRD-GN 2016. Essa tendência é mais notória em alguns ORD do que em outros, consoante o grupo empresarial em que se inserem.
16. Os ORD do Grupo Galp aumentam ligeiramente o nível de investimento nas suas propostas de PDIRD-GN 2018 comparativamente com o apresentado na anterior edição. Todavia, o nível de investimento global está em linha com o respetivo nível de amortizações, pelo que os investimentos propostos não provocam um aumento dos proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas.
17. As estratégias de investimentos dos ORD deste grupo empresarial baseiam-se em critérios comuns, apesar das áreas onde estes ORD desenvolvem as suas atividades apresentarem diferenças significativas em termos de nível de penetração do gás natural.
18. Estes oito ORD assentam os seus investimentos na avaliação da sua sustentabilidade económica, medida pelos impactes nos proveitos unitários a recuperar pelas tarifas. Assim, os ORD do Grupo Galp não preveem a introdução do gás natural em novos concelhos abrangidos pelas suas áreas de concessão ou de licenciamento, nem sustentam o desenvolvimento da rede associado à evolução da procura de grandes clientes.
19. Refletindo um comentário recebido durante a Consulta Pública, recorde-se que os ORD do Grupo Galp integram um grupo empresarial que tem a particularidade, face aos restantes, de incluir empresas com posição preponderante na comercialização de gases de petróleo liquefeito, tais como o butano e o propano, produtos substitutos do gás natural.
20. A Tagusgás tem uma estratégia semelhante à do Grupo Galp, assentando os seus investimentos na sustentabilidade económica, pelo que não prevê investimentos em novos concelhos da sua área de concessão, apesar de apenas 55% dos concelhos da sua área de concessão serem abastecidos com gás natural.
21. No entanto, a Tagusgás apresenta uma exceção ao princípio da sustentabilidade económica com a realização proposta de investimentos no concelho do Entroncamento. Apesar desses investimentos poderem implicar um aumento tarifário, este ORD justifica-os por um princípio de equidade no acesso ao gás natural.
22. Por sua vez, este princípio de equidade no acesso ao gás natural é a base da justificação para que a REN Portgás Distribuição se proponha realizar investimentos que alargam o abastecimento de gás

natural ao único concelho da sua área de concessão que, até à data, ainda não era abastecido, o concelho de Paredes de Coura, apesar dos impactes negativos em termos tarifários assumidos pela REN Portgás Distribuição.

23. Os investimentos previstos para o concelho de Paredes de Coura, conjuntamente com os investimentos com vista a uma maior densificação da rede de gás natural nos concelhos já abastecidos justificam que a REN Portgás Distribuição se proponha investir mais no período 2019 a 2023, do que qualquer outro ORD, inclusivamente mais do que o conjunto dos oito ORD do Grupo Galp.
24. Finalmente, a Sonorgás encontra-se numa situação particular porque a quase totalidade dos investimentos que se propõe realizar, no período de 2019 a 2023, diz respeito aos investimentos necessários para abastecer os 18 novos polos de consumo, cujas licenças de distribuição de gás natural lhe foram atribuídas em 2015 pelo Estado concedente.
25. Observa-se, assim, que **as propostas de PDIRD-GN 2018 refletem as diferentes estratégias empresariais dos grupos em que os ORD se inserem e parecem não decorrer de opções de política energética** que tenham sido definidas centralmente para um horizonte temporal de médio ou longo prazo, com a exceção notória dos 18 novos polos de consumo a abastecer pela Sonorgás.
26. Esta situação verifica-se, ademais, num contexto em que, à presente data, nenhuma proposta anterior de PDIRD-GN foi aprovada pelo Estado concedente<sup>1</sup>, como, aliás, ficou sublinhado na Consulta Pública que precedeu este Parecer.
27. Um desenvolvimento harmonizado das redes de gás natural, que reflita os princípios da sustentabilidade económica do setor e da equidade no acesso à energia, só poderá ter resposta através da coerência estratégica dos PDIRD-GN que, sendo aprovados, concretizem uma visão consensualizada sobre o futuro do setor energético em Portugal.

#### **RISCOS ASSOCIADOS ÀS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2018**

28. Uma adequada sustentabilidade económica da atividade de distribuição de gás natural depende da manutenção de um nível de consumo de gás natural a médio e longo prazo, em linha ou acima do que atualmente se verifica.

---

<sup>1</sup> Optou-se por utilizar a expressão Estado concedente, ao longo deste Parecer e do respetivo anexo, mesmo para as situações em que se refere o Estado na sua função de atribuição de licenças de distribuição local de gás natural.

29. De modo a garantir essa sustentabilidade, as propostas de PDIRD-GN 2018 justificam os investimentos de 306,5 milhões de euros<sup>2</sup>, no período 2019 a 2023, com um incremento no consumo de gás natural de 1,3 TWh. Este incremento subentende uma taxa de crescimento anual de cerca de 1% no período 2018 e 2023, quando a taxa de crescimento médio anual, verificada no período 2010 a 2017, foi negativa e de -0,7%. Este facto deve ser objeto de atenção.
30. Atendendo às características do setor do gás natural e às orientações assumidas em termos de transição energética, é talvez discutível que o referido incremento do nível de consumo se venha a concretizar e, se eventualmente ocorresse, também é incerto o período de tempo da sua manutenção.
31. O consumo de gás natural dos consumidores domésticos, servidos em baixa pressão, representa uma pequena parte do consumo total. A sustentabilidade económica da atividade de distribuição de gás natural a nível nacional depende dos consumidores industriais, com consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano. A eventual saída destes grandes níveis de consumo do SNGN, seja por deslocalização das instalações seja por opção por combustíveis alternativos, corresponde a um risco para esta atividade.
32. Por exemplo, o facto do nível de consumo de gás natural atualmente continuar abaixo do nível verificado no início da década de 2010, não obstante o crescimento verificado no número de consumidores abastecidos pelo gás natural, justifica-se pela saída ocorrida de alguns grandes consumidores<sup>3</sup>.
33. As **incertezas quanto à utilização futura do gás natural são acrescidas no atual contexto de transição energética**, assente na descarbonização da economia, que potencia que os novos investimentos em infraestruturas de gás natural corram o risco de se tornar custos afundados, sendo este risco, eventualmente, minorado no médio e longo prazo com a utilização, possibilitada pela inovação tecnológica, das redes de distribuição para veicularem combustíveis alternativos ao gás natural, designadamente gases renováveis.

#### IMPACTES TARIFÁRIOS

34. Neste contexto, tornam-se mais relevantes as análises efetuadas aos impactes tarifários das propostas de PDIRD-GN 2018, que constam do anexo a este Parecer.

---

<sup>2</sup> Face aos últimos dados disponíveis na ERSE, este valor foi revisto ligeiramente em alta no cálculo do impacte tarifário, de modo a ter em conta os atrasos de investimentos da Sonorgás nos novos polos.

<sup>3</sup> Um caso exemplo foi a saída de um grande cliente das redes da Lisboa gás em 2013, que consumia cerca de 17% do total da energia veiculada por esse ORD.

35. As propostas de PDIRD-GN 2018 poderão resultar em acréscimos tarifários, face ao verificado no ano gás 2018-2019, tanto em situações de estagnação da procura ao nível verificado em 2017, como para níveis semelhantes aos perspetivados pelos ORD para 2020.
36. Registe-se que, mesmo considerando o incremento do nível de consumo previsto pelo conjunto dos ORD nas suas propostas de PDIRD GN 2018, **as análises efetuadas apontam para que a neutralidade tarifária apenas se verifique caso o valor dos investimentos, em termos globais, seja cerca de 17 milhões de euros<sup>4</sup> mais baixo do que os investimentos propostos pelos ORD.**
37. Caso se concretizem as situações de estagnação da procura acima referidas, a neutralidade tarifária apenas poderá ser assegurada após uma revisão em baixa do nível de investimento, superior a 1/3 do investimento proposto no período 2019 a 2023, como é evidenciado na parte final do anexo a este Parecer.
38. Analisando por grupo, pelo volume, a REN Portgás destaca-se comparativamente às restantes, porque, qualquer que seja o cenário de procura considerado, o seu nível de investimentos pressupõe um aumento do proveito unitário e, conseqüentemente, das tarifas de acesso às redes que irão ser suportadas pelos consumidores.
39. No entanto, as propostas de PDIRD-GN 2018 que integram maior risco tarifário, caso as previsões de procura que sustentam esses planos não se verifiquem, são a proposta de PDIRD-GN 2018 da Sonorgás, seguida da proposta da Tagusgás.
40. Em sentido oposto, as propostas de PDIRD-GN 2018 dos ORD do Grupo Galp apenas perspetivam um agravamento tarifário num cenário de estagnação da procura até 2023 que seja igual ao verificado em 2017.
41. Na análise individualizada às propostas de PDIRD-GN 2018, que se apresenta no anexo a este Parecer, é identificado um determinado montante para renovação de contadores na maioria dos ORD. Não pondo em causa que este investimento possa fazer parte das propostas de PDIRD-GN, recorda-se que, de acordo com a legislação em vigor, o investimento em equipamento de medida não é reconhecido pela ERSE para efeito de determinação dos proveitos, não se refletindo nas tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores.

---

<sup>4</sup> Para não haver impacte o valor aceite na base de ativos deverá ser revisto em baixo em 17 milhões de euros.

42. É de realçar que, apesar das reduções que foram referidas como necessárias, a ERSE advoga que deverão ser considerados prioritários todos os investimentos cujo objetivo seja a manutenção da segurança da operação das redes e a continuação da boa qualidade do serviço de fornecimento de gás natural, que tem sido assegurada.

## CONCLUSÕES

43. As propostas de PDIRD-GN 2018 refletem diferentes estratégias empresariais dos ORD, mais ou menos expansionistas, não sendo enquadradas e harmonizadas por uma visão comum de política energética definida para um horizonte temporal de médio e longo prazo.

44. Estas estratégias diferenciadas acabam por conduzir, nalgumas situações, a que uma parte significativa dos habitantes de algumas áreas de concessão ou de licença se mantenha sem acesso a esta fonte de energia primária, e noutras situações que possam passar a ter acesso ao gás natural, apesar dos impactes tarifários para o conjunto do SNGN que os investimentos necessários possam acarretar.

45. A circunstância de nenhuma proposta de PDIRD-GN ter sido aprovada anteriormente pelo Estado concedente até à data constitui, provavelmente, um fator explicativo desta disparidade de critérios.

46. Assim, a ERSE alerta para a importância de que, com as alterações que venham a ser consideradas convenientes, as propostas de PDIRD-GN 2018 sejam aprovadas pelo Estado concedente. Esta necessidade é sublinhada, unanimemente, pelo Conselho Tarifário e pelo Conselho Consultivo da ERSE nos respetivos pareceres, bem como por vários intervenientes na Consulta Pública.

47. Tal como foi anteriormente sublinhado, as propostas de PDIRD-GN são efetuadas num quadro de uniformidade tarifária, em que as decisões de investimento tomadas localmente têm impacto nos custos suportados por todos os consumidores ligados às redes de distribuição do SNGN.

48. Deste modo e face a todas as incertezas anteriormente enunciadas, a ERSE apenas poderá aceitar em definitivo, para efeitos tarifários, os investimentos que sejam realizados pelos ORD por motivos de segurança ou de manutenção das atuais infraestruturas, enquanto as propostas de PDIRD-GN 2018 não forem aprovadas pelo Estado concedente.

49. É igualmente aconselhável a que a aprovação dos planos seja acompanhada da definição de critérios claros para a realização de investimentos e para as decisões de expansão da rede, que permita aos operadores de rede estarem, à partida, conscientes dos objetivos estabelecidos pelo Estado concedente para o SNGN.

50. Este objetivo refletir-se-á numa maior harmonização das opções assumidas pelos ORD na preparação das futuras propostas de PDIRD-GN e a sua concretização deverá permitir, evitar situações díspares em termos de equidade no acesso ao gás natural, e, principalmente, que seja assegurada a sustentabilidade económica do SNGN num contexto de uniformidade tarifária.
51. Tendo em conta as incógnitas da evolução de consumo de gás natural associadas ao atual período de transição energética, relevadas anteriormente e sublinhadas no documento levado a Consulta Pública, que poderão ser agravadas com a introdução de alternativas ao gás natural distribuído, a ERSE considera prudente garantir a neutralidade tarifária das propostas de PDIRDGN 2018 que vierem a ser aprovados num contexto de garantia de equidade tarifária entre os novos consumidores das diversas áreas de concessão ou de licença face aos atuais consumidores.
52. Deste modo, a ERSE considera que as propostas de investimentos das propostas de PDIRD-GN 2018 deverão ser revistas em baixa em, pelo menos, 17 milhões de euros (6% do investimento total proposto), devendo esta redução de investimento ser orientada pelas prioridades de política energética de médio e longo prazo.
53. No anexo a este Parecer e que dele faz parte integrante, a ERSE apresenta algumas medidas que poderão contribuir para a referida revisão em baixa do investimento, nomeadamente, na redução do montante de investimento em conversões e reconversões e em investimentos não específicos apresentados pelos ORD nas propostas de PDIRD-GN 2018.

**ANEXO AO PARECER DA ERSE ÀS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2018**





## 1 ESTRATÉGIA PARA O DESENVOLVIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL E O ATUAL QUADRO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

No atual quadro da transição energética é fundamental que exista uma visão consensualizada para a energia sobre quais são as opções para o futuro. No caso concreto do setor do gás natural, essa visão deverá ser refletida nas propostas de desenvolvimento e investimento em redes e em infraestruturas que se venham a concretizar, de modo a assegurar uma coerência entre as propostas de investimento apresentadas pelos diferentes ORD e a permitir orientar um desenvolvimento harmonizado e sustentado das redes de gás natural.

Assim e apesar das propostas de PDIRD-GN incluírem unicamente projetos de investimento para os próximos cinco anos, ter-se-á que recordar que esses investimentos, quando concretizados, serão remunerados por um período temporal mais alargado, em função de, entre outros fatores, dos prazos dos contratos de concessão ou de licença e da vida útil efetiva das infraestruturas, que em muitos casos ultrapassa largamente os 20 ou 30 anos.

Esta visão do papel do setor do gás natural deverá resultar de uma análise holística da evolução do setor energético em Portugal no quadro da política energética europeia.

Os últimos meses e os próximos tempos foram e serão frutíferos para a definição desta visão, sendo de salientar as iniciativas nacionais que têm vindo a ser apresentadas e discutidas, designadamente o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, apresentados em dezembro de 2018.

Esta visão nacional está a ser enquadrada na perspetiva do futuro do gás natural no contexto europeu, que também está em fase de desenvolvimento pela Comissão Europeia, Agência Europeia dos Reguladores de Energia (ACER) e Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER).

No documento de enquadramento da Consulta Pública às propostas de PDIRD-GN 2018, a ERSE identificou a importância deste tema e do seu debate alargado. Referiu-se a existência de diversos estudos e diferentes cenários, cujo número poderia, agora, continuar a ser alargado, refletindo a importância do tema para todos os intervenientes do setor energético.

Nas suas respostas à Consulta Pública, o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário da ERSE e alguns dos outros intervenientes concordam com a importância e a atualidade deste debate e da importância da consolidação de uma visão do papel do setor do gás natural para o futuro.

Estando em curso o debate sobre essa visão, apesar de algumas certezas, existem muitas incertezas. É, pois, altura de beneficiar do facto das propostas de PDIRD-GN serem discutidas bienalmente e adotar, neste momento, um posicionamento prudencial quanto à aprovação de novos projetos de investimento.

Sem pôr em causa todos os investimentos cujo objetivo sejam a manutenção da segurança da operação das redes e a continuação da boa qualidade do serviço de fornecimento de gás natural, a prudência em relação aos novos investimentos permitirá assegurar que se:

- Minimizam situações futuras de ativos ociosos e, conseqüentemente, de possíveis “custos afundados” para o setor energético;
- Maximizam as situações de ativos relevantes e valiosos no futuro, que garantam preços razoáveis e acessíveis para os consumidores.

## 2 CARACTERIZAÇÃO DAS CONCESSÕES E LICENÇAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A avaliação das necessidades de desenvolvimento e investimento na rede de distribuição de gás natural é determinada, entre outros aspetos, pela evolução da procura de gás natural, que é justificada pelos seguintes fatores:

- Perspetiva de adesão de novos clientes e respetivo consumo;
- Perspetiva de evolução do consumo dos atuais clientes.

Estes dois fatores podem ser influenciados pelo cenário macroeconómico, que é comum a todos os agentes económicos, e pelo contexto regional e específico de cada ORD<sup>5</sup>, que influencia de forma diferenciada cada empresa.

Neste quadro, este capítulo do Anexo ao Parecer, encontra-se estruturado em dois pontos. No ponto 2.1 caracteriza-se o contexto socioeconómico da atividade de distribuição de gás natural e no ponto 2.2 apresenta-se a estrutura e a evolução e a procura de gás natural nas redes de distribuição. Por fim o ponto 2.3 apresenta uma perspetiva dos custos da atividade de distribuição de gás natural. O presente Anexo inclui também uma breve síntese do contexto macroeconómico no ponto 4.1.

### 2.1 CONTEXTO SOCIOECONÓMICO 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.

---

<sup>5</sup> No caso particular do contexto de cada ORD, destacam-se a maturidade das infraestruturas, a expansão geográfica, a saturação da rede atual e a densidade da rede, entre outros fatores.

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.

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, Portgás<sup>6</sup> e Setgás). A separação entre as atividades de distribuição e comercialização<sup>7</sup> ocorreu com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2008, tendo abrangido 4 distribuidoras (EDP Gás Distribuição<sup>6</sup>, Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás). O universo de operadores de rede de distribuição (ORD) que atuam no setor do gás natural é composto por onze empresas. Em termos de agrupamento empresarial, o grupo GALP integra a maioria dos ORD (Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, Lisboagás, Lusitaniagás, Paxgás e Setgás). Os restantes três ORD estão integrados em grupos empresariais autónomos, atualmente a REN Portgás, a Tagusgás e a Sonorgás.

Existem diferenças significativas entre estas empresas justificadas com um conjunto de fatores, tais como, a maturidade da atividade, a dimensão e as características das áreas concessionadas ou licenciadas.

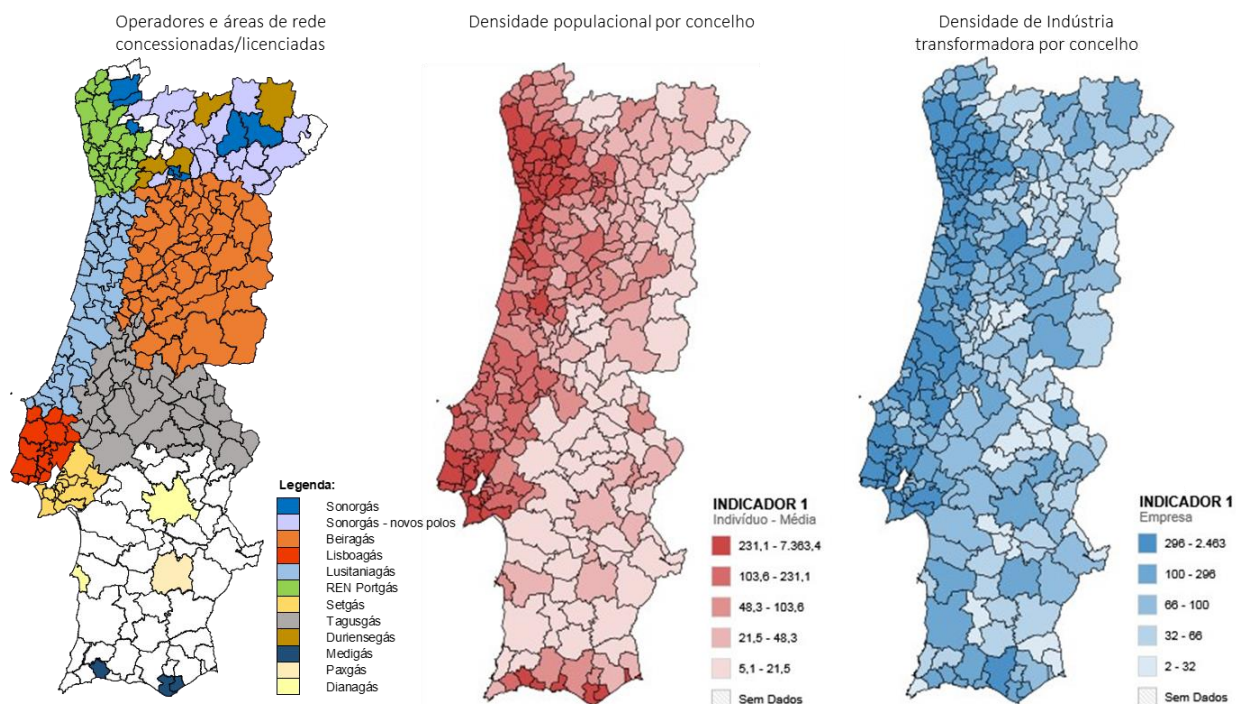
Na Figura 2-1 identificam-se as zonas abrangidas por cada área de concessão ou de licenciamento, em conjunto com a densidade populacional (n.º de indivíduos por km<sup>2</sup>) e da indústria transformadora (n.º de empresas por km<sup>2</sup>).

---

<sup>6</sup> Atual REN Portgás.

<sup>7</sup> 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.

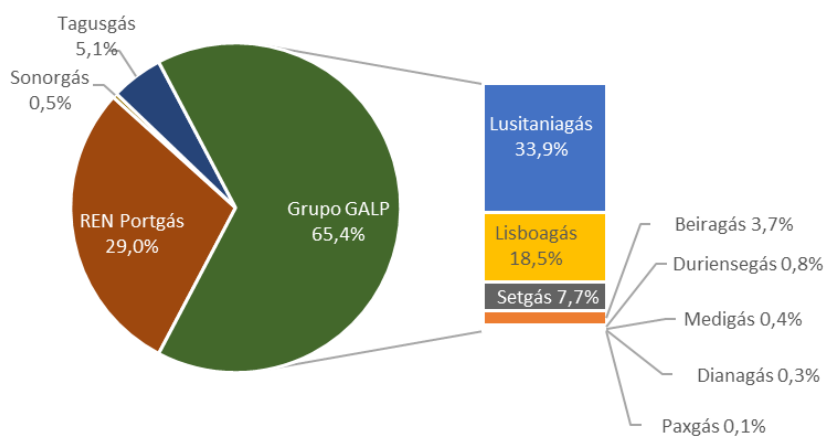
Figura 2-1- Áreas de concessão/licenciamento, Densidade Populacional e da Indústria Transformadora



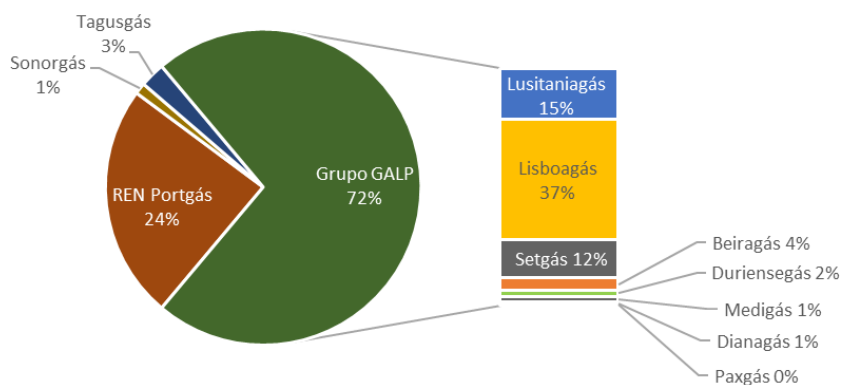
Fonte: ERSE e PORDATA (dados de 2017)

Na figura anterior observa-se uma elevada correspondência entre as zonas abrangidas pela distribuição de gás natural e as zonas com maior densidade populacional e de indústria transformadora. A observação conjunta da Figura 2-1 e Figura 2-2 permite, igualmente, concluir que os quatro ORD de maior dimensão (medida pelo volume de gás natural veiculado) situam-se nas áreas mais populosas e com maior presença da indústria transformadora.

Figura 2-2 - Dimensão relativa dos ORD em 2017 com base nas quantidades reais de GN veiculadas pela rede de distribuição e pelo número de Pontos de abastecimento



Quantidades de GN veiculadas

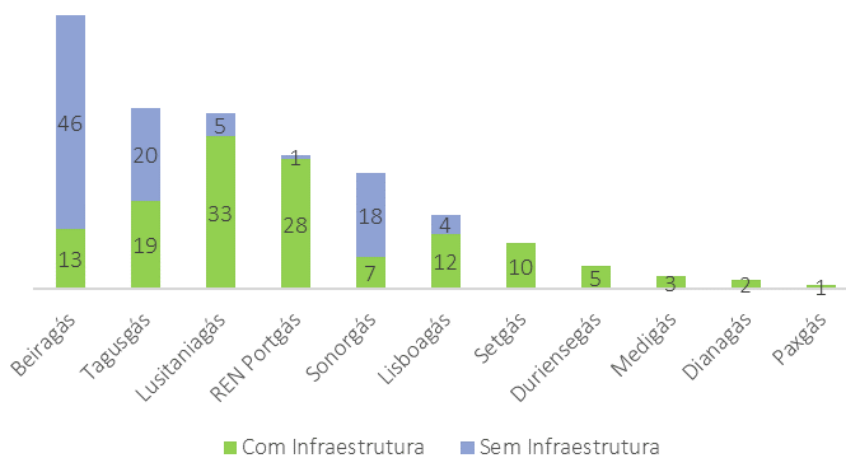


Número de Pontos de Abastecimento

Fonte: ERSE

Por outro lado, importa também apresentar o grau de penetração das infraestruturas dentro das áreas de abrangência de cada ORD, a Figura 2-3 realça o grau de expansão das infraestruturas de distribuição dentro das áreas de concessão.

Figura 2-3 - Número de concelhos em 2017 com e sem infraestrutura de gás natural dentro das áreas de Concessão ou de Licenciamento de cada ORD



Fonte: Propostas de PDIRD-GN 2018

As figuras que se seguem apresentam o peso relativo de cada área de concessão ou de licenciamento considerando os indicadores superfície, população residente, número de habitações e número de empresas da indústria transformadora. Do lado esquerdo das figuras considera-se todos os municípios abrangidos pelas áreas de concessão ou de licenciamento e do lado direito considera-se os municípios dotados de infraestrutura de distribuição de gás natural<sup>8</sup>.

As áreas concessionadas/licenciadas (todos os municípios) abrangem cerca de 93% da população residente em Portugal continental e 72% da superfície do território nacional. Relativamente aos municípios dotados de infraestruturas de gás natural, a abrangência é de 85% da população residente e 41% da superfície do território continental.

<sup>8</sup> As percentagens indicadas nas figuras foram obtidas assumindo os municípios como unidades elementares, ou seja, assumindo a totalidade da sua superfície, população ou habitações, sempre que esse município seja abrangido por determinado critério.

Figura 2-4 - Repartição da superfície de Portugal Continental por áreas concessionadas/licenciadas de distribuição de gás natural

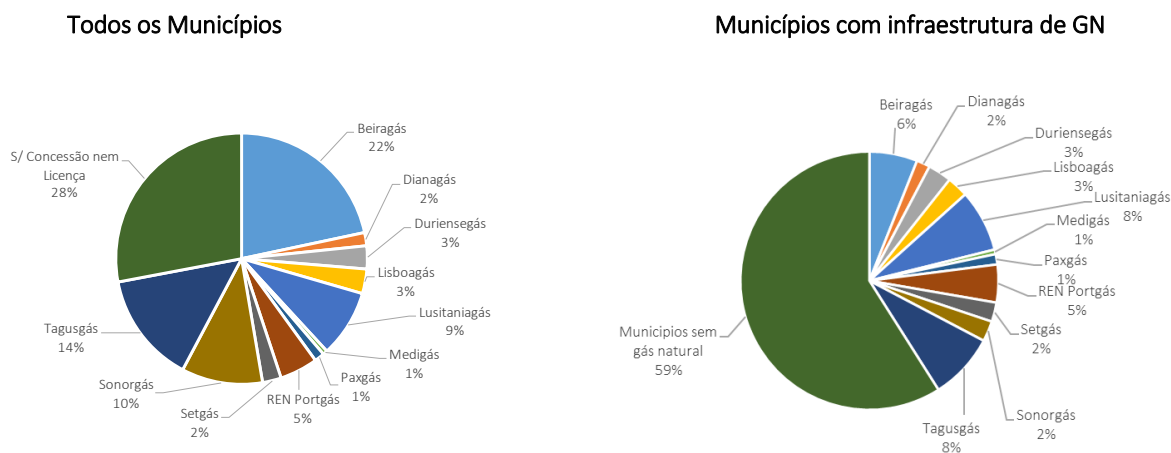
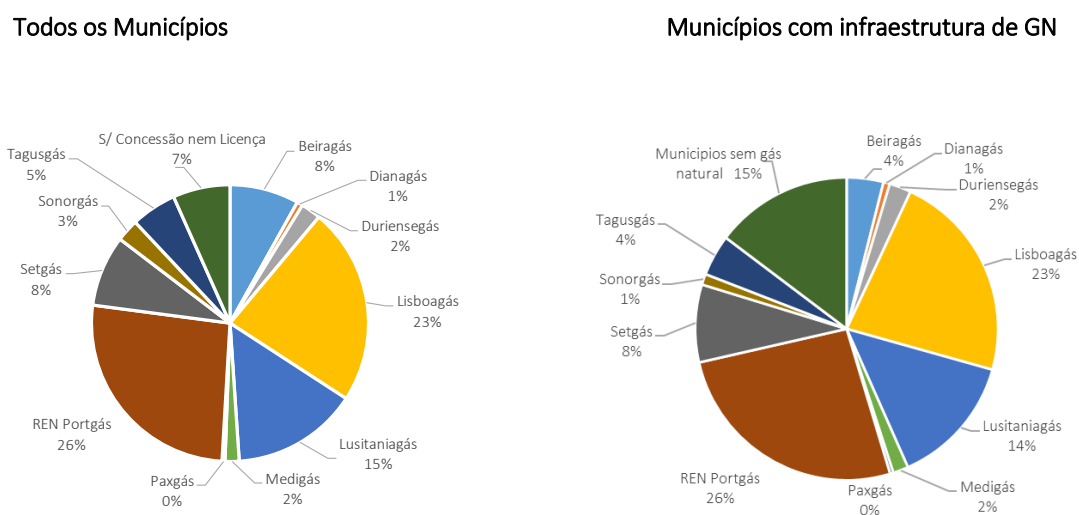


Figura 2-5 - Repartição da população de Portugal Continental por áreas concessionadas/licenciadas de distribuição de gás natural



Fonte: ERSE e PORDATA (dados de 2017)

Relativamente às áreas de concessão com maior dimensão em termos de quantidades de gás natural distribuídas, a Lisboagás, a Lusitaniagás e a REN Portgás, representam em conjunto, cerca de 15% do território e a 63% da população.

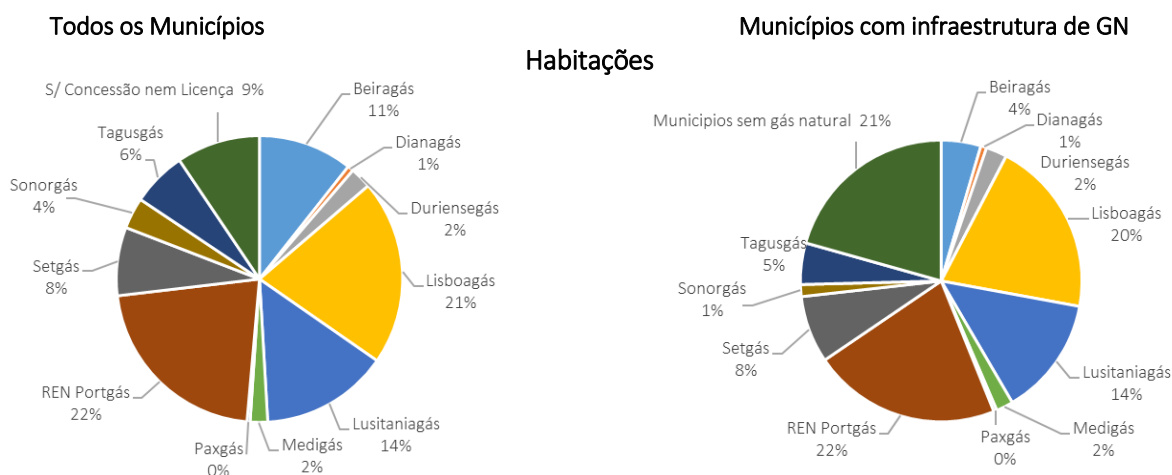
Apesar da abrangência das áreas de concessão apresentadas anteriormente, nos municípios abrangidos por áreas concessionadas/licenciadas e com infraestrutura de gás natural já existente, nem toda a população tem acesso a gás natural ou utiliza esta forma de energia, dado o número de pontos de



abastecimento em BP< (1 418 712) corresponder apenas a 25% das habitações domésticas (5 699 329). Estes resultados evidenciam que uma parte significativa da população não recorre a esta fonte de energia.

A Figura 2-6 apresenta a divisão do número de habitações de Portugal Continental por área concessionada.

**Figura 2-6 - Repartição das habitações de Portugal Continental por áreas concessionadas/licenciadas de distribuição de gás natural**



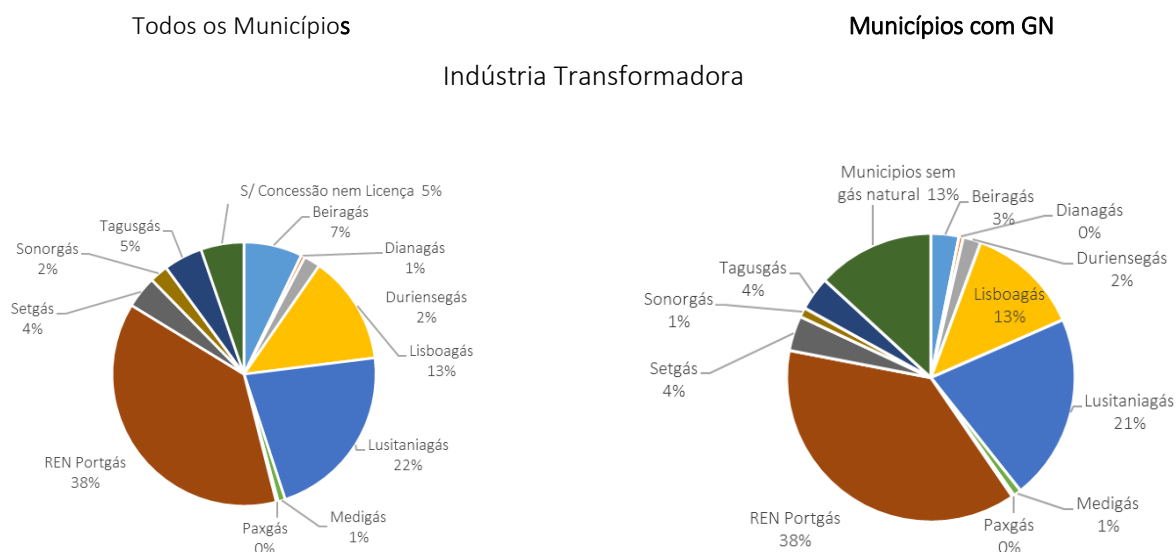
Fonte: ERSE e PORDATA (dados de 2017)

Também se nota os efeitos da concentração da população na região do litoral centro e norte na diferenciação das áreas concessionadas comparativamente às áreas licenciadas, dado que cerca de 56% das habitações domésticas se encontram localizadas nas áreas de concessão das três maiores empresas de distribuição de gás natural, a Lisboagás, a Lusitaniagás e a REN Portgás.

Adicionalmente, também para os clientes empresariais é notória esta assimetria, dado que cerca de 71% do número de indústrias transformadora também se encontra sediada nas áreas de concessão destas três empresas.

A Figura 2-7 apresenta a divisão do número de indústrias transformadoras de Portugal Continental por área concessionada.

**Figura 2-7 – Repartição do número de Indústrias transformadoras de Portugal Continental por áreas concessionadas/licenciadas de distribuição de gás natural**

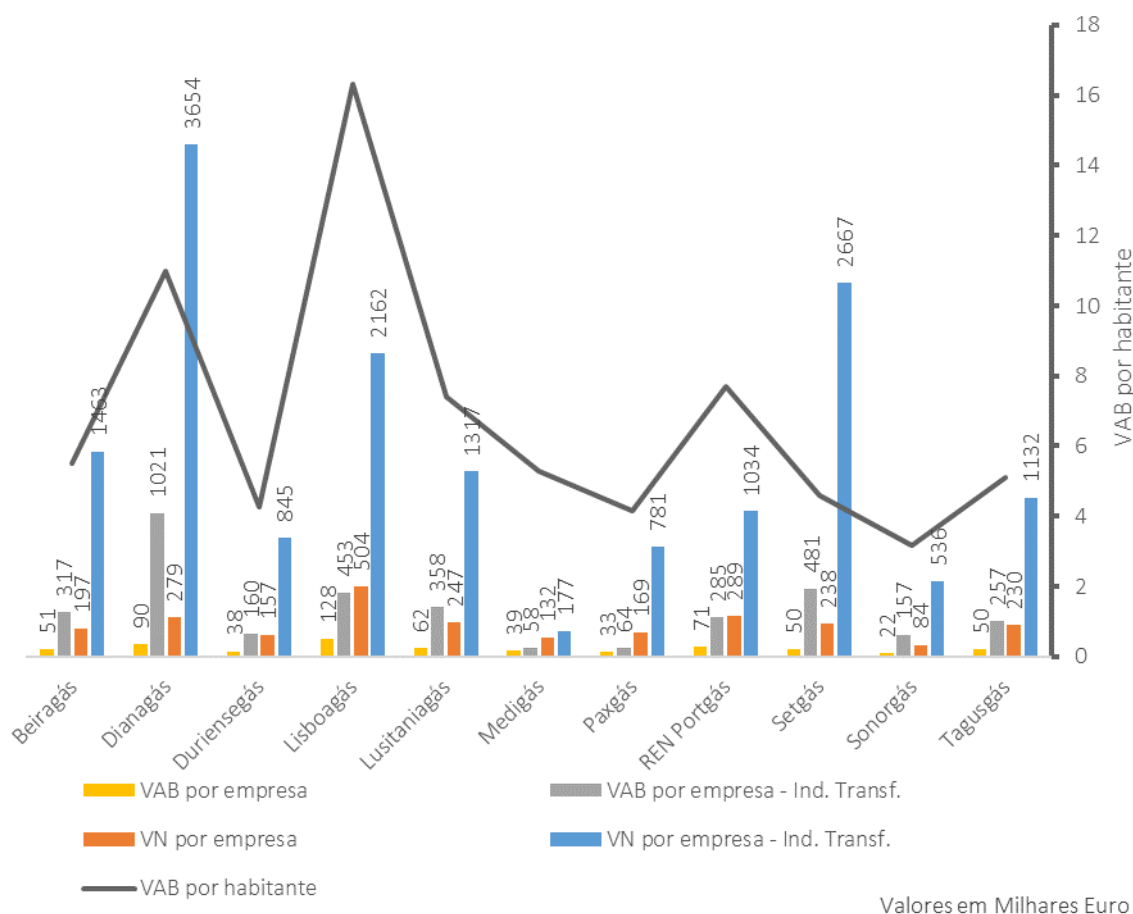


Fonte: ERSE e PORDATA (dados de 2016)

Este tipo de indústria assume uma grande importância no volume de gás distribuído por cada ORD quando integram a carteira de clientes destas empresas. Na figura anterior, observa-se que as áreas de concessão da REN Portugal e da Lusitaniagás são as que apresentam uma maior presença da indústria transformadora no tecido empresarial de cada região. Esta característica pode justificar que, comparativamente à Lisboagás, estas empresas apresentam um maior volume de gás natural distribuído e um menor número de pontos de abastecimento (Figura 2-2).

A Tagusgás apresenta o terceiro valor mais elevado do peso da indústria transformadora na área de concessão, apesar de ser a concessionada de menor dimensão em termos do número de pontos de abastecimento. As empresas licenciadas apresentam uma menor relevância do peso da indústria transformadora.

Figura 2-8 – Valor Acrescentado Bruto e o Volume de Negócios *per capita* (empresa e habitantes) por área de concessão/licenciamento



Valores em Milhares Euro

Fonte: ERSE e PORDATA (dados de 2016)

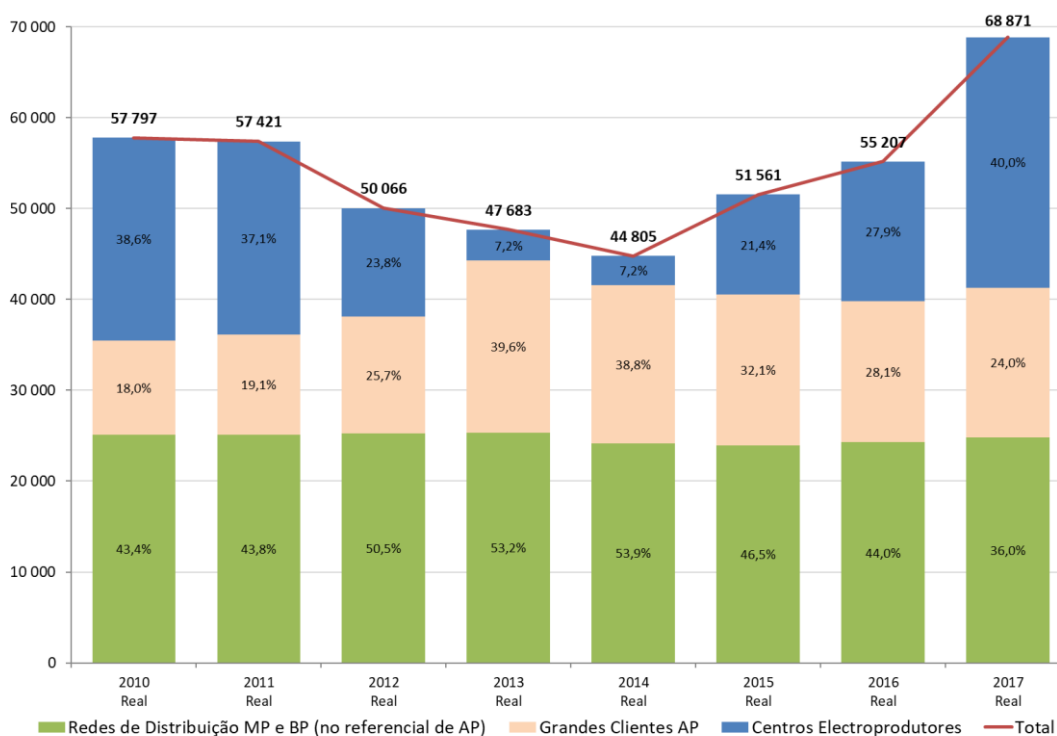
A análise da figura anterior permite observar diferenças relevantes nos valores dos cinco indicadores entre as áreas geográficas abrangidas pela concessão / licença dos vários ORD. A área da Lisboagás é a que apresenta o maior valor no indicador VAB por empresa e por habitante, destacando-se de forma significativa comparativamente com as áreas abrangidas pelos restantes ORD.

Contudo, considerando o indicador do VAB da indústria transformadora por empresa desta tipologia, é a área geográfica onde opera a Dianagás a assumir maior preponderância, ao duplicar o valor do indicador comparativamente aos valores apresentados pelos ORD que a precedem. Este resultado é determinado pelo município de Sines integrar a área de licenciamento da Dianagás. No entanto, importa salientar que a grande indústria consumidora de gás natural deste município não está ligada à rede distribuição da Dianagás, mas sim à rede de Alta Pressão, por isso este ORD é de pequena dimensão em termos quantidades de GN veiculadas nas suas redes.

## 2.2 PROCURA DE GÁS NATURAL NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Importará conhecer a estrutura dos consumos de gás natural em Portugal de forma a identificar a relevância do setor de distribuição no sistema nacional de gás natural. Na Figura 2-9 pode observar-se a evolução dessa estrutura que é essencialmente influenciada pela volatilidade dos consumos dos centros electroprodutores e dos consumos dos grandes clientes na rede de Alta Pressão (AP). As grandes oscilações da estrutura de consumo nacional ocorreram no ano 2013, com uma diminuição drástica nos consumos dos electroprodutores e um aumento do consumo dos grandes clientes em AP, e no ano 2017, com um aumento abrupto do consumo dos centros electroprodutores. No que respeita aos consumos abastecidos pelas redes de distribuição, observa-se uma grande estabilidade do seu valor absoluto ao longo do tempo, sendo o peso destes consumos no consumo nacional influenciado maioritariamente pelas variações dos demais consumos anteriormente referidos.

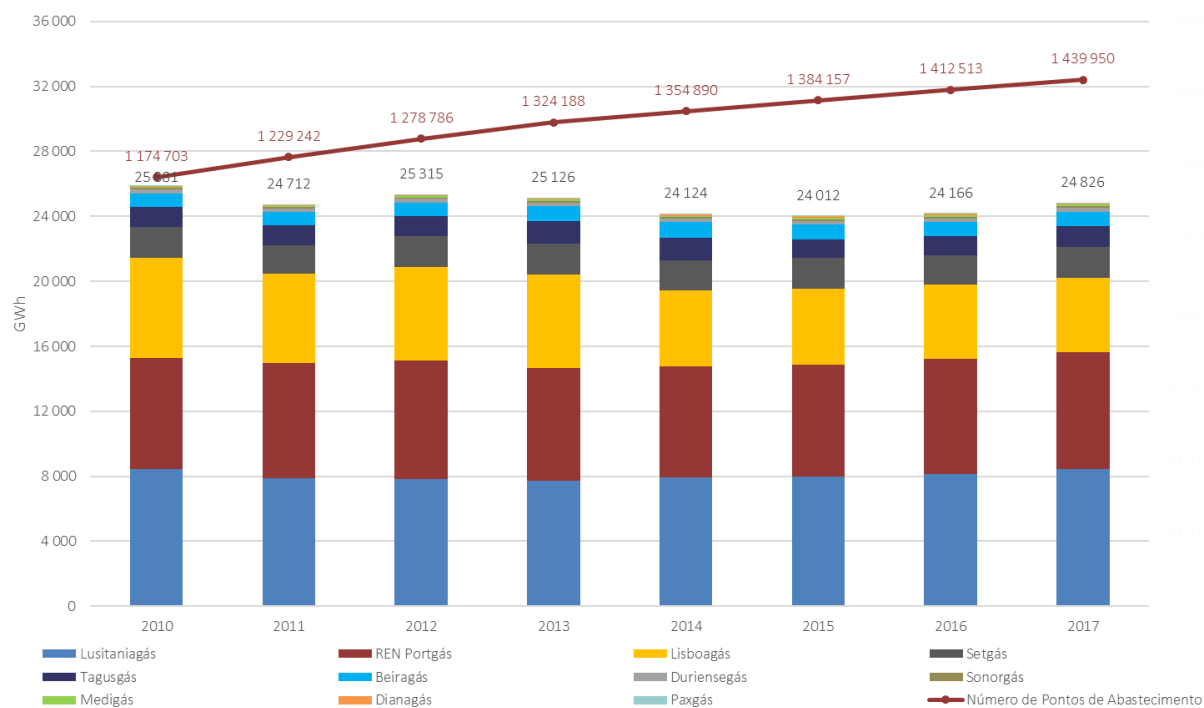
Figura 2-9 - Evolução da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal



Fonte: ERSE

A Figura 2-10 apresenta a evolução da distribuição de gás natural, em termos de energia total e por ORD, entre o período de 2010 a 2017.

Figura 2-10 - Evolução da Energia veiculada e do número de pontos de abastecimento nas redes de distribuição

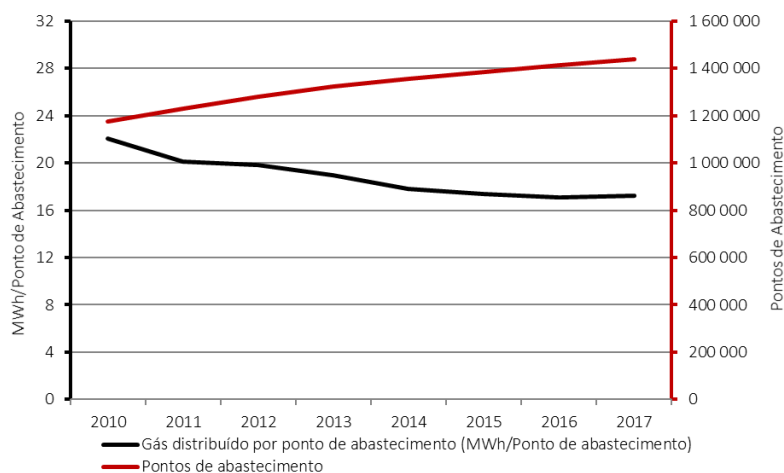


Fonte: ERSE

Nesta figura, observa-se uma ligeira tendência de quebra da energia distribuída entre 2012 e 2015 e uma inversão dessa tendência a partir de 2016, contudo, sem ainda atingir o valor registado em 2010 (25 881 GWh).

Apesar do decréscimo de consumo, nunca se registou uma quebra do crescimento do número de pontos de abastecimento. Este facto demonstra por um lado, que os ORD continuaram a angariar novos pontos de abastecimento densificando o uso das infraestruturas já existentes, mas por outro lado, que os novos pontos de abastecimento ligados têm um consumo unitário inferior e/ou que os pontos de abastecimento já ligados registam uma evolução do consumo unitário negativa. A Figura 2-11 apresenta o comparativo dessas duas evoluções corroborando as conclusões anteriormente apresentadas.

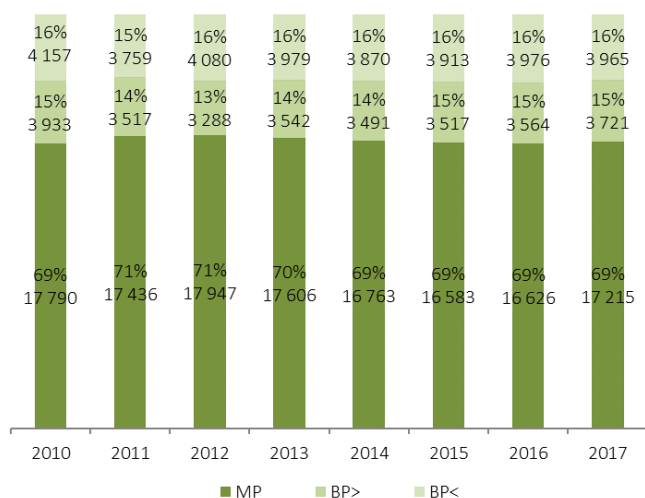
Figura 2-11 - Evolução do número de Pontos de Abastecimento e do consumo unitário para o total das redes de distribuição



Ainda relativamente à procura de gás natural nas redes de distribuição, importa destacar a influência dos consumos de grandes clientes, tipicamente ligados em Média Pressão, cujo comportamento pode ter um impacto significativo no total de gás veiculado pelas redes de distribuição. Um exemplo dessa influência é a saída de um grande cliente das redes da Lisboagás em 2013, que consumia cerca de 17% do total da energia veiculada por esse operador.

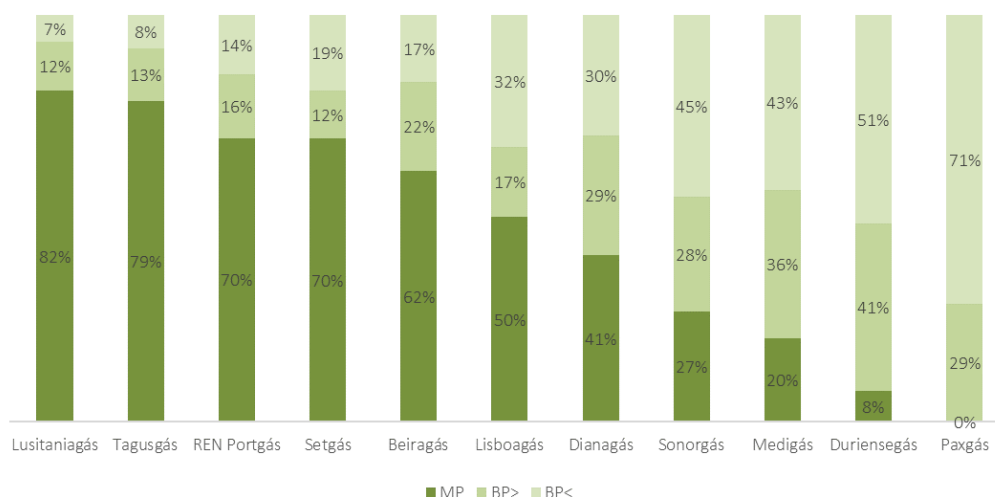
A Figura 2-12 apresenta a repartição do volume global das redes de distribuição pelos três níveis de pressão, através da qual constata-se que os consumidores domésticos (BP<) representam apenas cerca de 16% do total.

Figura 2-12 - Gás natural distribuído em todas as redes de distribuição, por nível de pressão (em GWh)



No entanto, este peso bastante notório dos clientes industriais, que atinge cerca de 70% do gás distribuído pela globalidade dos ORD, não é idêntico em todas as concessões ou licenças. Tal como descrito anteriormente, existem ORD em que este tipo de clientes tem um peso muito significativo e noutros os clientes domésticos são os mais importantes. A figura que se segue apresenta para 2017 o peso relativo dos consumos repartidos pelos pontos de abastecimento ligados em MP, BP> e BP<.

Figura 2-13 - Peso relativo do gás natural distribuído de cada ORD, por nível de pressão



Os ORD de maior dimensão são os que registam o maior peso dos clientes ligados em MP e, tal como referido anteriormente, estão enquadrados nas áreas geográficas com maior peso da indústria

transformadora. Assim, particularmente para estes ORD, a previsão de evolução da procura deve imperativamente considerar o comportamento dos clientes industriais, pois o início, fim ou alteração das atividades produtivas destes clientes têm grandes impactos no gás veiculado pelas redes de distribuição que os abastecem.

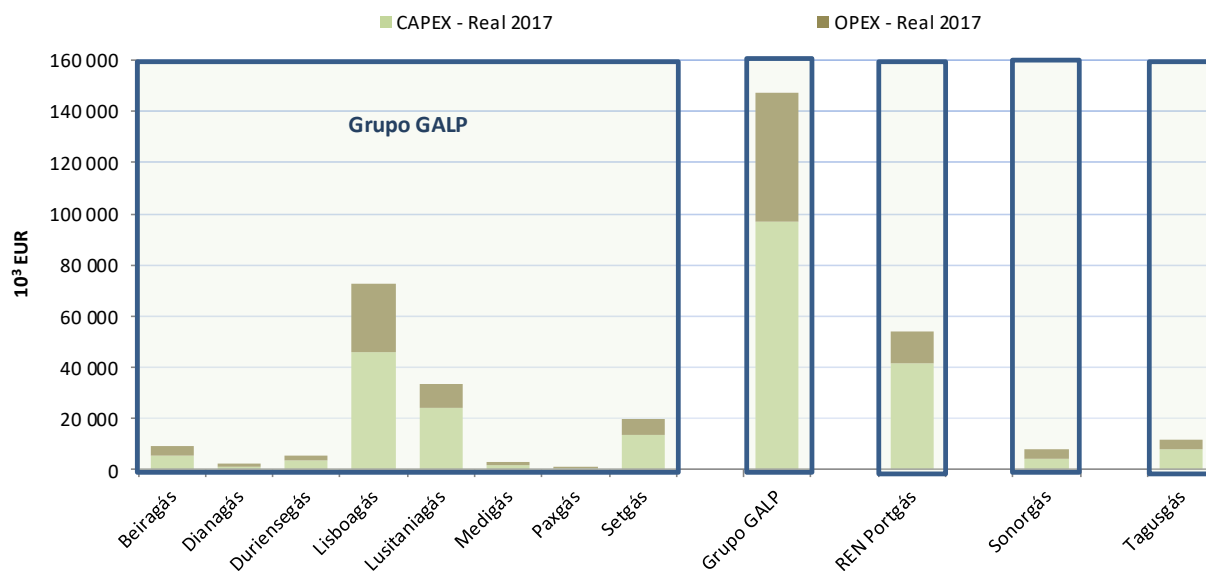
## 2.3 ESTRUTURA DE CUSTOS DAS EMPRESAS

### ESTRUTURA DE CUSTOS DOS ORD

A estrutura de custos de cada ORD é influenciada pela maturidade, pela dimensão e pelas estratégias de atuação diferenciadas de cada operador. Estes fatores revelam-se importantes na análise dos custos de cada empresa e na definição dos proveitos permitidos por aplicação das tarifas, que resultam da aplicação de metodologias de regulação do tipo *price cap* no OPEX<sup>9</sup> e do tipo *rate of return* no CAPEX<sup>10</sup>.

A Figura 2-14 apresenta a estrutura de custos de cada ORD para o ano civil de 2017.

Figura 2-14 - Estrutura de custos de cada ORD em 2017



<sup>9</sup> Custos de exploração.

<sup>10</sup> Custos de investimento, inclui o valor das amortizações e depreciação do ativo fixo em exploração e a sua remuneração.



Os diferentes níveis de custos dos ORD refletem a sua dimensão, as condições da envolvente da sua área de atuação e os fatores específicos caracterizadores da atividade operacional de cada ORD conforme o referido anteriormente.

Em 2017, a LisboaGás detinha cerca de 37% do número total de pontos de abastecimento e veiculou cerca de 19% do volume total de gás natural (ver Figura 2-2), apresentando-se como o ORD com o maior volume de proveitos permitidos. A REN Portugal é o operador com o segundo maior volume de proveitos, detendo cerca de 24% do número de pontos de abastecimento e 29% do volume de gás natural veiculado. A Lusitaniagás apresenta-se como o terceiro operador considerando o volume de proveitos. Esta entidade apenas detém 15% do número total de pontos de abastecimento, mas constitui o ORD com maior volume de gás natural veiculado, 34% do volume total, por força do peso do número de clientes industriais nesta empresa. Estas três empresas, em conjunto com a Setgás, que detém 12% do número total de pontos de abastecimento e 8% do volume total de gás natural veiculado, correspondem a cerca de 80% dos proveitos permitidos da atividade de distribuição e a 90% do volume de gás veiculado.

As empresas licenciadas, no seu conjunto, representam apenas cerca de 20% dos proveitos permitidos totais.

A Figura 2-15 e a Figura 2-16 apresentam os custos totais (OPEX<sup>11</sup> e CAPEX<sup>12</sup>) por quantidades de gás natural veiculado e pontos de abastecimento, respetivamente. Em termos unitários, por unidade de energia distribuída e por ponto de abastecimento, os custos totais (OPEX e CAPEX) por empresa apresentam-se muito diversificados. As empresas licenciadas são as que apresentam maior custo unitário por quantidades veiculadas de gás natural, em termos médios, correspondendo ao quádruplo do valor apresentado pelas empresas concessionadas. Esta diferença deve-se às especificidades das áreas licenciadas comparativamente às áreas concessionadas de acordo com o suprarreferido, que se refletem nas suas condições de operação. Além de não estarem ligadas ao sistema interligado de gasodutos e redes, implicando, por exemplo, o investimento em Unidades Autónomas de Gaseificação (UAG's), as áreas licenciadas apresentam uma menor densidade geográfica de clientes e de empresas, não permitindo uma maior saturação das infraestruturas de distribuição de gás natural e, conseqüentemente, uma maior diluição do seu custo por unidade de gás natural distribuída. Estas áreas também registam um menor peso dos clientes industriais que determinam significativamente o volume de gás veiculado. Entre os ORD

---

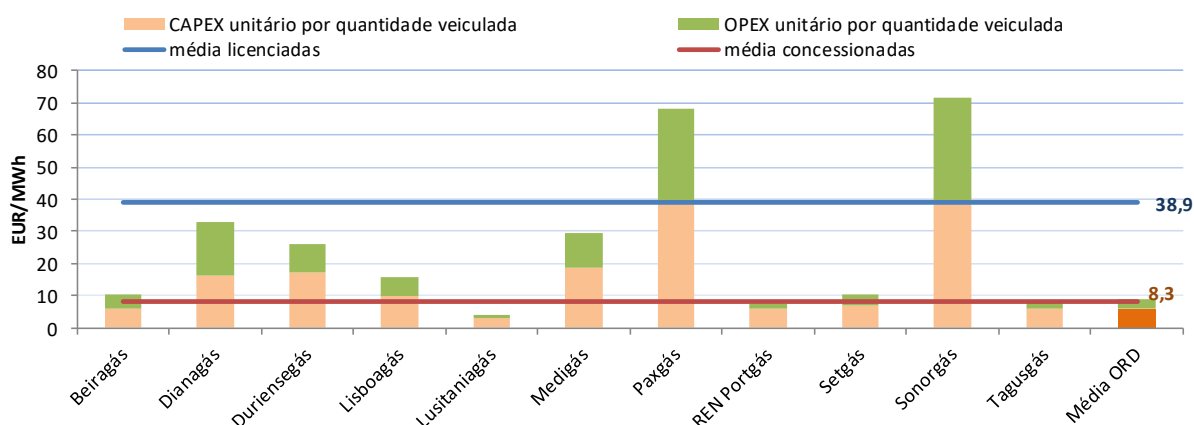
<sup>11</sup> Gastos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*

<sup>12</sup> Custos com capital (amortização e remuneração do investimento), do inglês *Capital Expenditure*

licenciados existem igualmente grandes diferenças. A Sonorgás é a empresa a apresentar o maior custo unitário por quantidades veiculadas, significativamente acima do valor da Medigás, quando ambas as empresas apresentam uma similitude no volume de gás veiculado. A Paxgás apresenta um custo unitário similar à Sonorgás, mas exibe uma dimensão significativamente menor ao nível do volume de gás veiculado. Esta menor dimensão pode justificar uma menor capacidade de diluição dos custos fixos por unidade de gás natural veiculada.

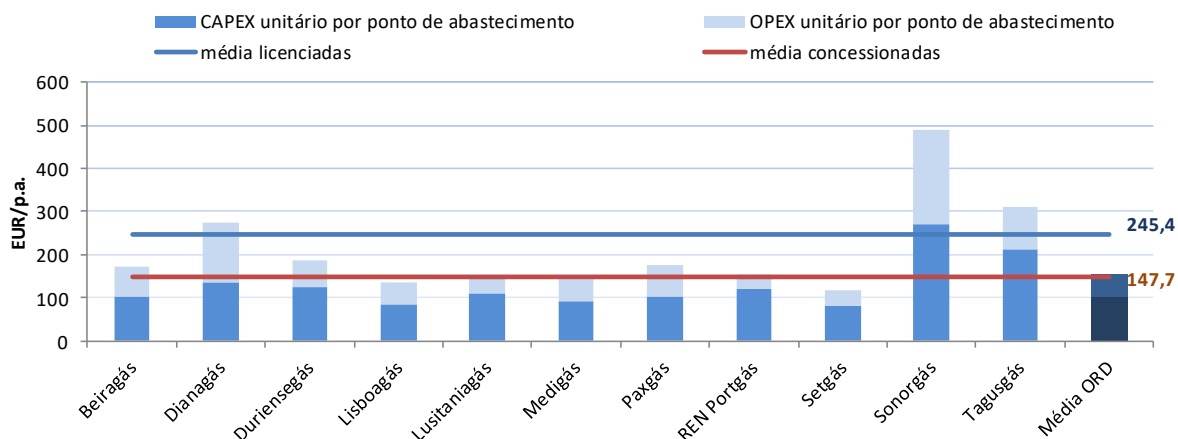
Contudo, deve-se salientar que tanto a Medigás, como a Paxgás estão incluídas num Grupo Económico de grande dimensão do setor energético.

Figura 2-15 - TOTEX unitário por quantidades veiculadas de GN em 2017



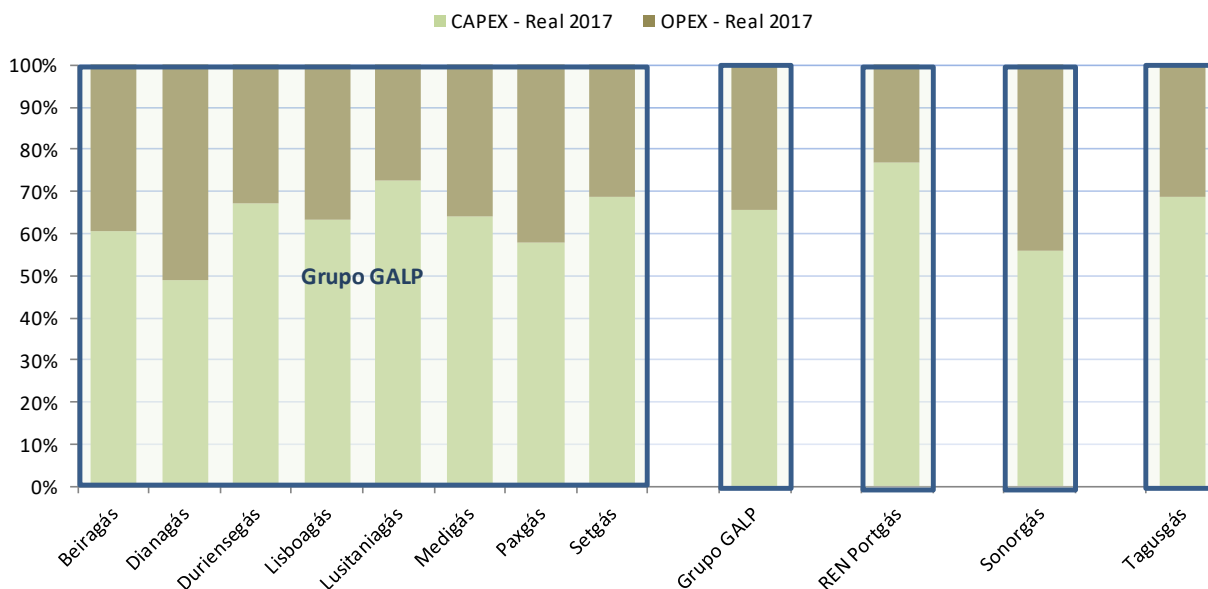
No caso dos custos unitários por ponto de abastecimento, continuam a ser as empresas licenciadas a apresentar o maior valor médio comparativamente às empresas concessionadas. No entanto, a diferença observada deve-se, em grande medida, ao valor apresentado pela Sonorgás. Excluindo esta empresa, a diferença do valor médio do custo unitário entre os dois tipos de empresas diminui significativamente. A Tagusgás também apresenta um custo unitário relevante mas o seu impacto, no custo médio das empresas concessionadas, é mitigado pelo peso desta empresa no total das suas congéneres.

Figura 2-16 - TOTEX unitário por ponto de abastecimento em 2017



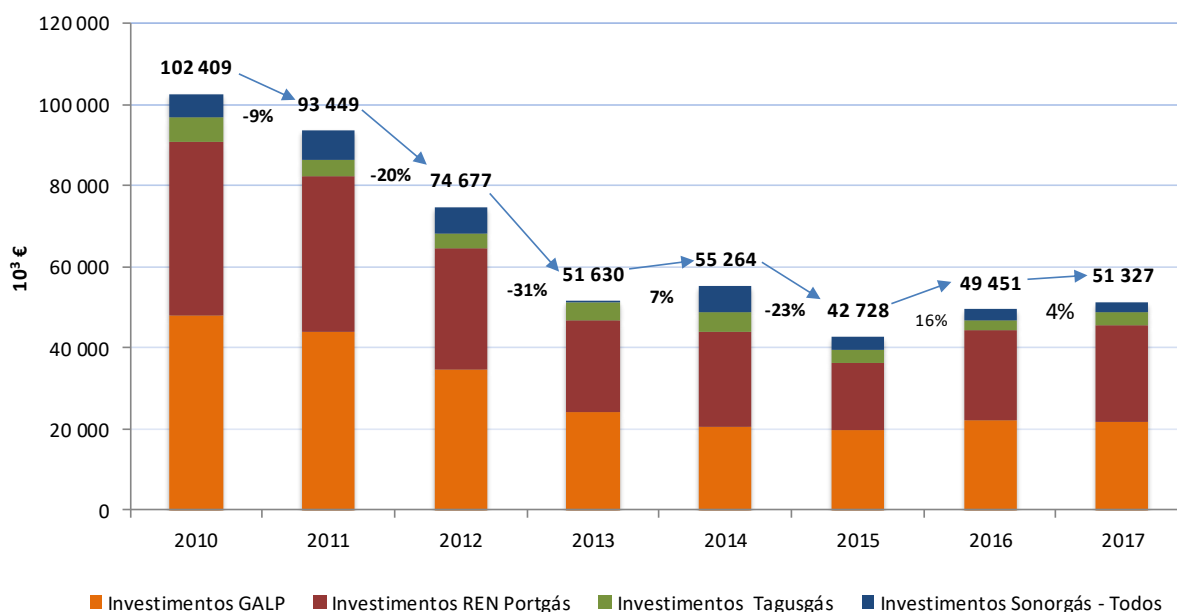
Como foi possível observar nas figuras anteriores e confirmar na Figura 2-17, o CAPEX assume a maior fatia dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás natural, pelo que as decisões das empresas em termos de investimentos são fundamentais para a evolução daquela rubrica.

Figura 2-17 - Peso das Componentes de Custos



Na figura infra apresentam-se os valores de investimento entrado em exploração até 2017. Em termos históricos, os valores do investimento que entra em exploração tende a representar o investimento efetuado em cada ano, dada a similitude dos valores do investimento em curso comparativamente ao valor das transferências para exploração.

Figura 2-18 - Evolução do imobilizado entrado anualmente em exploração nos onze ORD<sup>13</sup>  
(preços correntes)

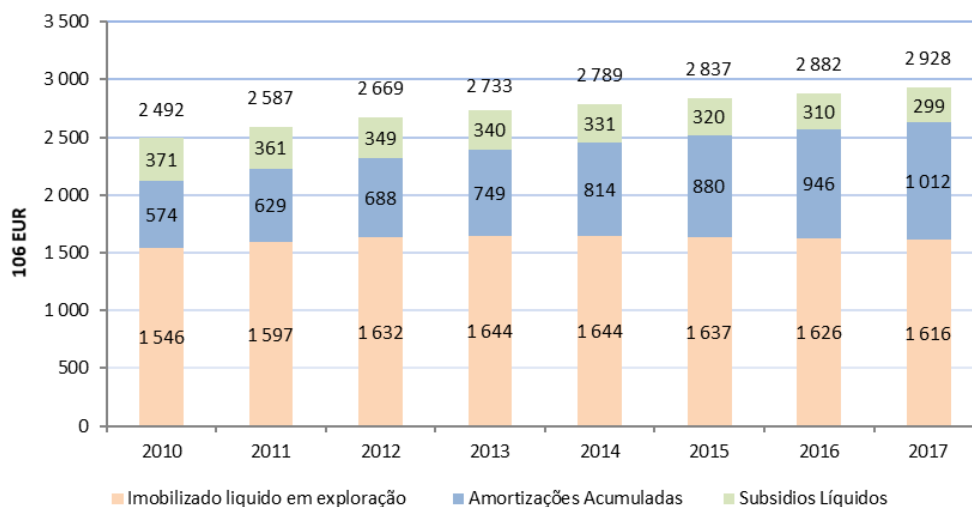


No universo dos onze ORD verifica-se um decréscimo do valor do investimento até ao ano de 2013, que correspondeu a cerca de 50% do valor do investimento realizado no ano de 2010. A partir de 2013 observa-se uma estabilização do valor do investimento, excetuando o decréscimo do ano de 2015.

Esta evolução do investimento entrado em exploração tem resultado numa manutenção do valor do imobilizado líquido em exploração sujeito a remuneração, em particular, a partir de 2012 (ver Figura 2-19). Este comportamento do valor do ativo real remunerado justifica-se pelo nível de investimento anual estar ao nível do valor das amortizações anuais dos ativos.

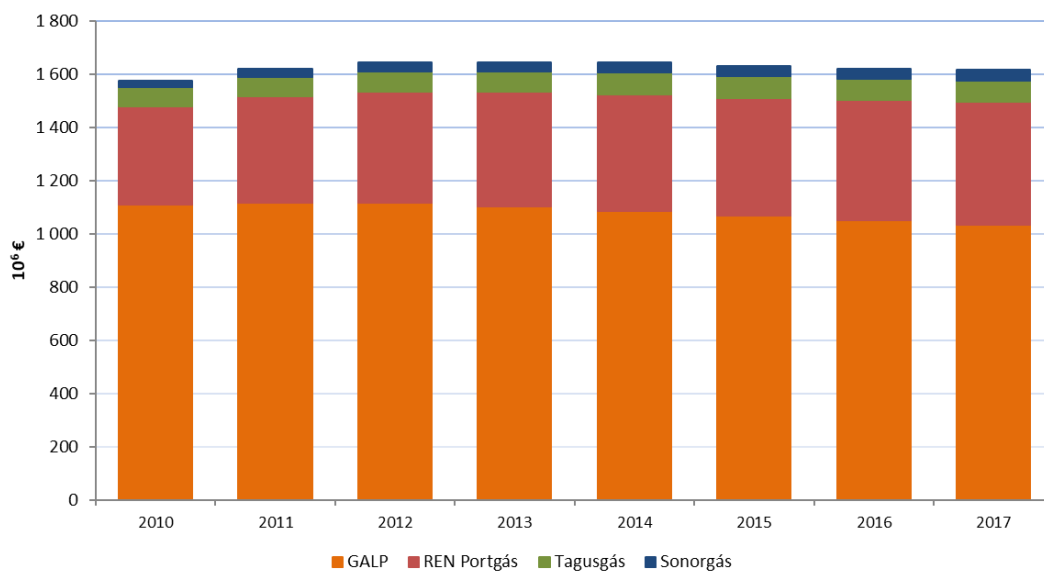
<sup>13</sup> O valor do investimento deduzido dos valores dos contadores, subsídios e participações.

Figura 2-19 - Evolução do ativo real remunerado<sup>14</sup>



A Figura 2-20 apresenta a evolução do ativo remunerado, por ano civil, por grupo económico onde cada operador da rede de distribuição de gás natural se integra.

Figura 2-20 - Evolução do ativo líquido real por Grupo Económico



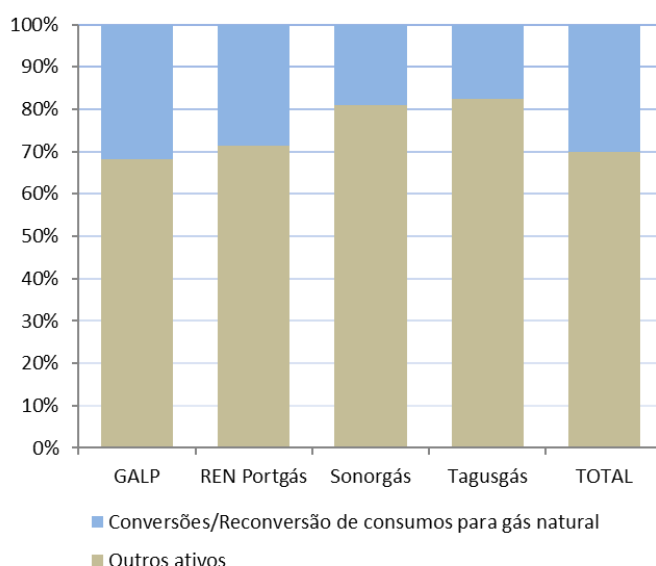
A figura supra permite observar a relativa estabilidade do valor total dos ativos na ordem dos 1,6 mil milhões de euros, ao longo do período em análise. Este comportamento é, entre outros fatores, justificado

<sup>14</sup> Corresponde ao valor médio do ativo de cada ano considerado para definição dos proveitos permitidos.

pelos movimentos em sentidos opostos dos níveis dos ativos do Grupo GALP e da REN Portgás. A primeira apresenta uma tendência de ligeiro decréscimo do valor dos ativos e, em contraponto, a segunda apresenta uma tendência de ligeiro crescimento do valor dos ativos.

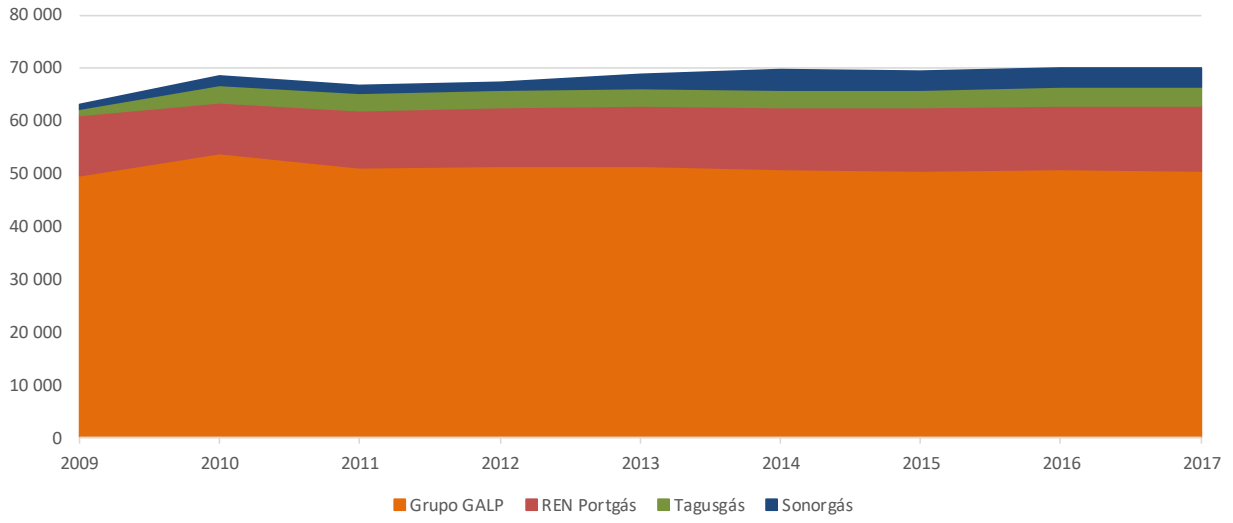
A figura seguinte permite verificar o relevante peso dos ativos em conversão e reconversão de consumos para gás natural, no valor dos ativos da atividade de distribuição pertencente a cada grupo empresarial. Como se observa, esta rúbrica apresenta uma maior importância no grupo GALP ao representar cerca de 32% do valor dos ativos, seguindo a REN Portgás com um peso de 29%. A Sonorgás e a Tagusgás apresentam um menor peso dos ativos relativos a reconversões de consumos para gás natural com cerca de 19% e 18%, respetivamente.

**Figura 2-21 – Peso das conversões e reconversões nos ativos regulados por grupo económico em 2017**



A figura seguinte apresenta a evolução do OPEX real por grupo económico desde 2019. Observa-se uma certa estabilidade do valor do OPEX entre as empresas, à exceção da Sonorgás que evidencia uma tendência de crescimento da área de implantação da sua atividade.

Figura 2-22 - Evolução do OPEX Real por grupo económico (Preços Correntes)







### 3 ANÁLISE DAS PROPOSTAS SUBMETIDAS PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

De acordo com a alínea d) do n.º2 do artigo 21.º 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, é obrigação das concessionárias e titulares de licenças de distribuição “assegurar a oferta de capacidade a longo prazo da respetiva rede de distribuição, contribuindo para a segurança do abastecimento, nos termos do PDIRD”;

De acordo com o n.º 3 do artigo 12.º-B do mesmo Decreto-Lei, as propostas de PDIRD-GN “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.”

Nos termos do mesmo artigo, 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.

De acordo com o estabelecido na legislação, 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 da procura de gás natural associadas às redes de distribuição de gás natural, que representem um horizonte temporal que anteceda a data de elaboração das propostas de PDIRD-GN e que inclua o período de 5 anos a que diz respeito o plano.
- A estratégia para o desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural, bem como a respetiva articulação com o PDIRGN.

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, cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNDGN previstos nos PDIRD-GN, tendo os respetivos pareceres um carácter vinculativo.

Nessa medida, as propostas de PDIRD-GN devem incluir os projetos de investimento para o período de 5 anos do plano, devendo os referidos projetos incluir os seguintes aspetos:

- Os concelhos onde os projetos estão implantados.

- A infraestrutura existente, incluindo a sua extensão, número de pontos de abastecimento (PA), número de clientes, estimativas do número de clientes potenciais não ligados à rede existente e as taxas de penetração.
- No que respeita aos consumidores ligados às redes, estes deverão ser segmentados nos sectores doméstico, terciário e industrial e individualizados pelos diversos perfis de consumo, os quais, nos termos da alínea k), do n.º 1 do artigo 249.º do Regulamento de Relações Comerciais, se encontram definidos no Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados. Esta caracterização deve distinguir claramente os consumidores ligados em média pressão dos ligados em baixa pressão.
- Os pontos a partir dos quais são abastecidas as redes de distribuição, designadamente as ligações à rede a montante, a rede de alta pressão ou as UAG, conforme aplicável.
- Caracterização técnica dos investimentos, desagregando a componente física (extensão de rede, número de ramais, etc.) e os montantes de investimento que lhes está associado.
- Análise técnico-económica inerente a cada projeto, incluindo os indicadores e as métricas de eficiência que atestem a relevância e a racionalidade do investimento proposto.

### **3.1 BREVE DESCRIÇÃO DAS PROPOSTAS APRESENTADAS PELOS ORD**

As propostas de PDIRD-GN para o período 2019-2023 representam as terceiras 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.

De acordo com o estabelecido no n.º 1 do artigo 12.º-C deste normativo, as propostas de cada ORD foram apresentadas à DGEG que, posteriormente as comunicou à ERSE nos termos do n.º 5 do mesmo artigo, após a solicitação de algumas alterações, em concreto, a todos os ORD e da correspondente reformulação.

À semelhança das propostas de PDIRD-GN anteriores as propostas de PDIRD-GN 2018 apresentam, em termos gerais, uma estrutura comum. Existem, contudo, diferenças nas metodologias utilizadas na seleção de investimentos. Na sequência dos comentários apresentados no Parecer da ERSE às propostas de PDIRD-GN 2016 e que já tinham identificado essas diferenças, assinala-se nestas propostas o esforço no exercício de valorização de benefícios por parte de todos os ORD, nomeadamente a quantificação de benefícios associados aos novos investimentos.

Cada documento de proposta de PDIRD-GN 2018 encontra-se, de uma forma geral, dividido em sete partes: (i) sumário executivo e enquadramento, onde se mencionam as obrigações de realização do documento e alguma informação adicional para a realização do mesmo, (ii) caracterização das infraestruturas de gás natural, (iii) conjuntura macroeconómica, (iv) critérios de planeamento e seleção de investimentos, onde se apresentam de forma qualitativa os objetivos das decisões de investimento, (v) evolução e caracterização dos novos projetos de investimento divididos em 3 grupos de investimento, incluindo alguns indicadores de análise de investimento, designadamente, investimento por número de clientes, por quilómetros de rede, entre outros (vi) previsões dos volumes veiculados e PA e (vii) identificação qualitativa dos benefícios associados aos novos investimentos.

Uma descrição mais pormenorizada destas propostas encontra-se disponível no documento da 69ª Consulta Pública, promovida pela ERSE para elaboração do presente Parecer<sup>15</sup>.

### **3.2 ANÁLISE COMPARATIVA COM AS ANTERIORES PROPOSTAS DE PDIRD-GN**

No parecer às propostas de PDIRD-GN 2014, a ERSE referiu que a informação disponibilizada pelos ORD era muito reduzida e desajustada para o cumprimento dos objetivos pretendidos e não integrava os conteúdos mínimos descritos no 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, designadamente nos artigos 12.º-A, 12.º B e 12.º-C. Após a emissão desse parecer, as propostas recebidas em 2016 e, recentemente, em 2018 já apresentaram melhorias significativas, incorporando informação mais detalhada e com mais qualidade e introduzindo várias recomendações sugeridas pela ERSE nos pareceres anteriores, tal como foi evidenciado no documento da Consulta Pública.

Nos parágrafos seguintes descrevem-se, sucintamente, as diferenças que se consideram mais relevantes em cada grupo empresarial.

#### **REN PORTGÁS DISTRIBUIÇÃO**

A REN Portgás Distribuição apresentou uma proposta de Plano com uma estrutura idêntica à proposta do PDIRD-GN 2016. No entanto, desenvolveu de forma mais detalhada os benefícios associados aos

---

<sup>15</sup> [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/69\\_1.aspx](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/69_1.aspx)

investimentos previstos. Neste particular, esta empresa efetua uma breve descrição do sector em termos nacionais e internacionais, apresentando previsões a médio-longo prazo, tendo em conta as vantagens do gás natural comparativamente com outros combustíveis e o seu posicionamento concorrencial. Relativamente aos critérios de suporte para a seleção de investimentos, a REN Portgás Distribuição, nesta proposta, apresentou uma metodologia de seriação dos investimentos por concelho, com 4 indicadores que permite hierarquizar os concelhos por atratividade para a realização dos investimentos. Segundo a empresa, este procedimento permite medir a atratividade operacional e comercial e efetuar uma análise de mérito do investimento distinta da análise da TIR do investimento planeado.

### **TAGUSGÁS**

A Tagusgás apresentou uma proposta de PDIRD-GN 2018 praticamente igual à anterior em termos de estrutura e de conteúdo, com exceção dos impactos tarifários. Na atual proposta de PDIRD-GN, a Tagusgás usou os mesmos pressupostos do que na anterior edição, mas a análise de sensibilidade teve em conta dois cenários de procura diferentes, um mais conservador e outro com uma previsão mais otimista.

### **SONORGÁS**

No caso da Sonorgás, as diferenças entre a proposta de PDIRD-GN apresentada em 2016 e a atual proposta são essencialmente devidas ao atraso do investimento nos 18 novos polos de abastecimento. Por esse motivo, a empresa incorpora na atual proposta de Plano mais um ano de investimento, 2018, em vez de apresentar os projetos de investimento apenas para o quinquénio 2019-2023. Em termos de estrutura, a atual proposta não difere muito da anterior. Relativamente à proposta de PDIRD-GN 2016, encontram-se diferenças nos princípios e critérios de suporte à seleção de investimentos e na avaliação técnico-económica. Em particular, foi acrescentada uma avaliação da TIR do investimento planeado e foram acrescentados alguns indicadores aos introduzidos na versão anterior e que servem de suporte para a seleção dos investimentos, bem como os respetivos limites definidos pela empresa.

### **EMPRESAS DO GRUPO GALP**

Tal como nas edições anteriores, as propostas de PDIRD-GN apresentadas pelas diferentes empresas do grupo GALP seguem a mesma estrutura. Em termos de conteúdo, as propostas são igualmente idênticas, tanto em termos de critérios para a seleção de investimentos, bem como, de um modo geral, no que diz respeito aos pressupostos e metodologias seguidas. No entanto, na análise de sensibilidade para avaliar o

proveito permitido unitário, para além dos cenários de procura que sustentam as propostas de Plano, foram apresentados outros 2 cenários que correspondem aos utilizados pela ERSE na avaliação das anteriores propostas de PDIRD-GN.

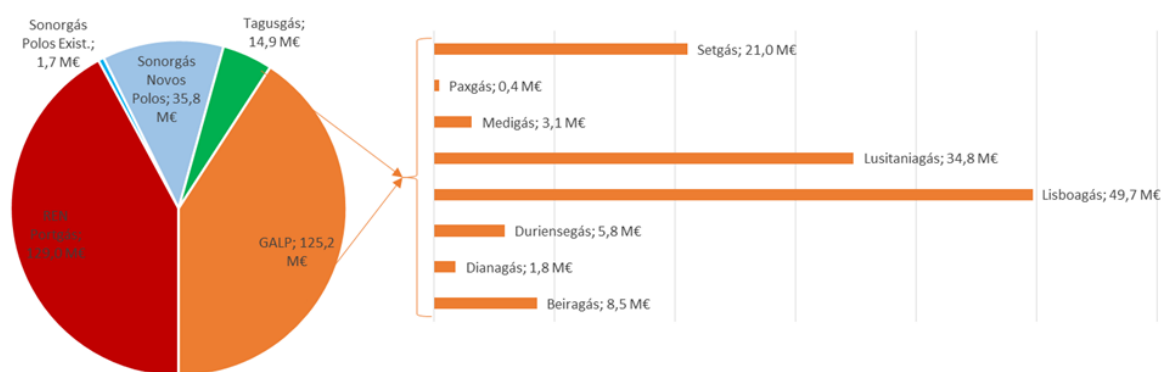
### 3.3 CARACTERIZAÇÃO DO INVESTIMENTO PROPOSTO

No total, as propostas de PDIRD-GN 2018 submetidas pelos ORD de gás natural ascendem a 306,5 milhões de euros para o período de 2019 a 2023. A Figura 2-1 apresenta os montantes totais de investimento relativos aos ORD do grupo Galp, da REN Portgás Distribuição, da Sonorgás e da Tagusgás.

Salienta-se que, na sequência do crescimento sustentado verificado nas duas anteriores propostas de PDIRD-GN, o montante do investimento da REN Portgás Distribuição é agora superior ao montante de investimento do conjunto de ORD do grupo Galp. Esta situação confirma que a estratégia adotada pela REN Portgás Distribuição vai no sentido de uma maior expansão da distribuição de gás natural na sua área concessionada.

A Figura 3-1 apresenta igualmente a desagregação do investimento do grupo Galp pelos oito ORD que o constituem. Na análise da figura destaca-se a maior expressão do investimento proposto para as empresas concessionárias, designadamente a Lisboaagás, Lusitaniagás, Setgás e Beiragás, face aos montantes propostos para as empresas titulares de licença, a Duriensegás, a Medigás, a Dianagás e a Paxgás.

Figura 3-1 - Montantes de investimento das propostas de PDIRD-GN 2018



Fonte: Grupo GALP, REN Portgás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

O aumento entre as propostas de PDIRD-GN 2016 e as propostas de PDIRD-GN 2014 foi de 2,53%. Em comparação com as propostas de PDIRD-GN 2016, verificou-se um aumento do valor do investimento total

de 11,8%, como se pode constatar na Quadro 3-1. Este aumento resulta, por um lado, do aumento de 17,4% do investimento previsto pela REN Portgás Distribuição (passando de 109,9 M€ na proposta de PDIRD-GN anterior para 129,0 M€) e, por outro, do aumento em termos globais de 14% do investimento previsto pelo Grupo Galp (passando de 109,7 M€ para 125,2 M€).

Em contrapartida verifica-se uma redução de 5,8% nas propostas apresentadas pela Tagusgás e no caso da Sonorgás reduções, de 15,4% e 2,4%, respetivamente, nas propostas dos 5 polos existentes e dos 18 novos polos atribuídos, a 4 de setembro de 2015, por Despacho do Secretário de Estado da Energia.

Comparando agora, os montantes de investimento constantes das propostas de PDIRD-GN 2018, com os montantes verificados na execução dos ORD no horizonte 2013 a 2017, verificam-se taxas de variação semelhantes às acima referidas. Estas são de 16,3% na REN Portgás Distribuição, 10,2% nos ORD do Grupo Galp e reduções de 23,9% na Tagusgás e 90,4% nos polos existentes da Sonorgás (este exercício não é possível para os novos polos deste ORD).

**Quadro 3-1 - Comparação entre os montantes previstos nas últimas propostas de PDIRD-GN e o investimento executado no horizonte 2013-17**

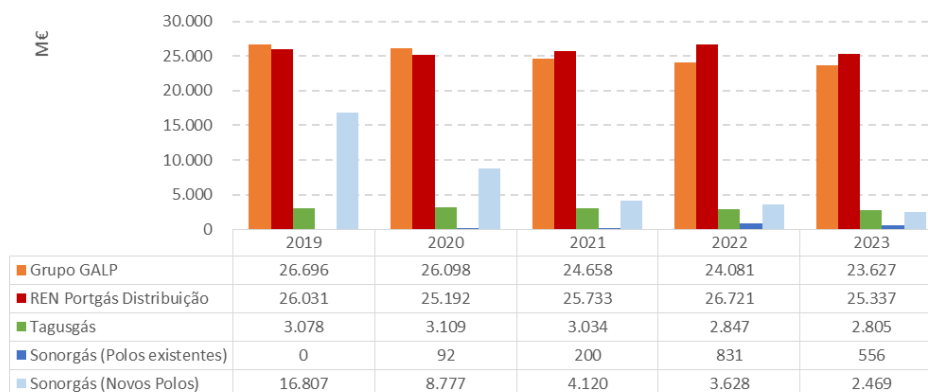
Valor de Investimento Total (M€)					
Empresas	Proposta PDIRD-GN 2018 (2019-2023)	Proposta PDIRD-GN 2016 (2017-2021)	$\Delta$ Inv.	Executado (2013-2017)	$\Delta$ (PDIRD 2018-Exec 2013-17)
REN Portgás	129,0 M€	109,9 M€	17,4%	110,9 M€	16,3%
Sonorgás Polos Exist.	1,7 M€	2,0 M€	-15,4%	17,4 M€	-90,4%
Sonorgás Novos Polos	35,8 M€	36,8 M€	-2,6%	10,0 M€	N/A (2017)
Tagusgás	14,9 M€	15,8 M€	-5,8%	19,6 M€	-23,9%
GALP	125,2 M€	109,7 M€	14,0%	113,6 M€	10,2%
<i>Beiragás</i>	8,5 M€	7,5 M€	13,9%	7,8 M€	9,2%
<i>Dianagás</i>	1,8 M€	1,7 M€	5,2%	3,7 M€	-51,6%
<i>Duriensegás</i>	5,8 M€	4,2 M€	37,5%	4,9 M€	19,6%
<i>Lisboagás</i>	49,7 M€	41,6 M€	19,4%	41,1 M€	20,8%
<i>Lusitaniagás</i>	34,8 M€	32,6 M€	6,8%	29,8 M€	16,8%
<i>Medigás</i>	3,1 M€	2,8 M€	12,6%	3,9 M€	-20,0%
<i>Paxgás</i>	0,4 M€	0,3 M€	16,8%	1,2 M€	-68,5%
<i>Setgás</i>	21,0 M€	19,1 M€	10,5%	21,2 M€	-0,6%
<b>Total</b>	<b>306,5 M€</b>	<b>274,2 M€</b>	<b>11,8%</b>	<b>271,5 M€</b>	<b>12,9%</b>

Fonte: Grupo GALP, REN Portgás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

As propostas de PDIRD-GN 2018 apresentadas integram um horizonte de cinco anos, estando a repartição dos montantes de investimento por cada um dos anos apresentada na Figura 3-2.

As propostas de PDIRD-GN apresentadas repartem o investimento de uma forma quase equitativa por cada um dos cinco anos considerados, com a exceção da Sonorgás no que se refere aos novos polos de consumo. Para estes novos polos, o valor do investimento anual apresenta um montante mais elevado em 2019, reduzindo-se progressivamente nos anos seguintes.

Figura 3-2 - Repartição do investimento no período de 2019 a 2023



Fonte: Grupo GALP, REN Portugal Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

Nos capítulos seguintes apresenta-se o investimento por proposta de PDIRD-GN 2018, incluindo a análise sumária do investimento realizado entre 2010 e 2017.

A desagregação do investimento nas suas principais componentes (para o período 2010 a 2017) foi determinada com base nos dados do investimento realizado entre 2010 e 2017, de acordo com o investimento aceite e com a informação dos relatórios de execução de investimentos enviados à ERSE pelos ORD.

Os dados relativos ao ano de 2018 são previsionais. Para o período que abrange os anos do período 2019 a 2023 os investimentos apresentados são os que constam de cada proposta submetida pelo respetivo ORD.

Posteriormente serão apresentados alguns dados físicos do investimento e os custos unitários das principais rubricas de investimento.

As propostas de PDIRD-GN 2018 dos diversos ORD desagregam o investimento em três grandes tipologias, definidas como se segue:

- Investimento em desenvolvimento de negócio: inclui o investimento em expansão para ligação de novos pontos de consumo e incremento de volume de GN. Estes investimentos são ainda separados em: i) rede secundária, ii) ramais e iii) conversões e reconversões.
- Investimento em infraestruturas existentes: inclui o investimento em intervenção na rede e infraestruturas existentes, e.g. reestruturação/ renovação de redes e ramais;
- Investimento em outras atividades: inclui o investimento em projetos, cadastro e outros investimentos de carácter transversal à operação da rede de distribuição.

### 3.3.1 PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2018 DO GRUPO GALP

O Grupo Galp apresentou uma proposta individual de PDIRD-GN para cada um dos oito ORD (i.e. Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás e Setgás) do grupo Galp. Cada uma das propostas apresenta um índice idêntico incluindo oito capítulos. A presente secção analisa a informação do capítulo plano de investimento e respetivos anexos das propostas de PDIRD-GN 2018.

A Figura 3-3 apresenta a evolução e desagregação do investimento realizado e proposto pelos ORD do grupo Galp para o período compreendido entre 2010 e 2023. Como referido anteriormente, os dados do investimento global de 2010 a 2017 referem-se a investimentos reais aceites pela ERSE para determinação de tarifas. A respetiva desagregação pelas principais rubricas de investimento é determinada com base em dados do investimento realizado retirados dos relatórios anuais de execução enviados à ERSE pelos ORD.

A Figura 3-3 mostra que o investimento realizado para as redes de distribuição vem decrescendo progressivamente de 2010 até 2015. Em 2016 há um ligeiro aumento do valor previsto do investimento global.

Em termos globais, o investimento total nas propostas de PDIRD-GN 2018 dos oito ORD do Grupo Galp é de 125,2 milhões de euros, o que corresponde a um aumento de 14% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior. O investimento programado pelos oito ORD do grupo Galp caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os 25 M€ ao longo do período de 2019 a 2023.

A desagregação do investimento nas suas principais componentes permite constatar que o investimento se concentra na construção de rede secundária (baixa pressão) e nas intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões).



A esse respeito, as diversas propostas de PDIRD-GN 2018 referem que “Para o determinado nível estável de investimento, a escolha dos projetos tem subjacente o equilíbrio entre investimento em DN<sup>16</sup> (de expansão) e os outros investimentos, a cobertura geográfica, o potencial de consumo, o estado e desempenho dos ativos em serviço, as obrigações legais e regulamentares e o grau de criticidade de novas necessidades para assegurar, por um lado, a manutenção das sinergias de custos dos serviços técnicos e do sistema de piquete de emergência para um período mais duradouro possível, e por outro os objetivos definidos para o plano.”

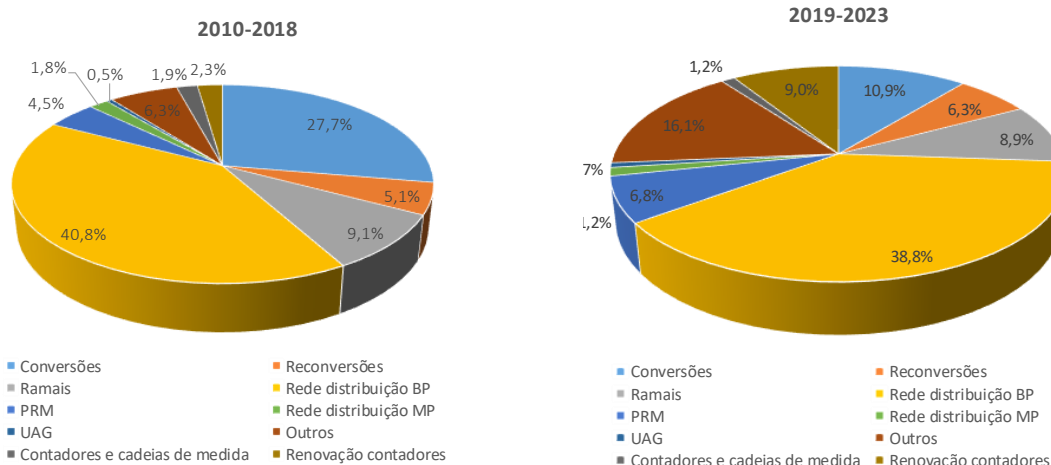
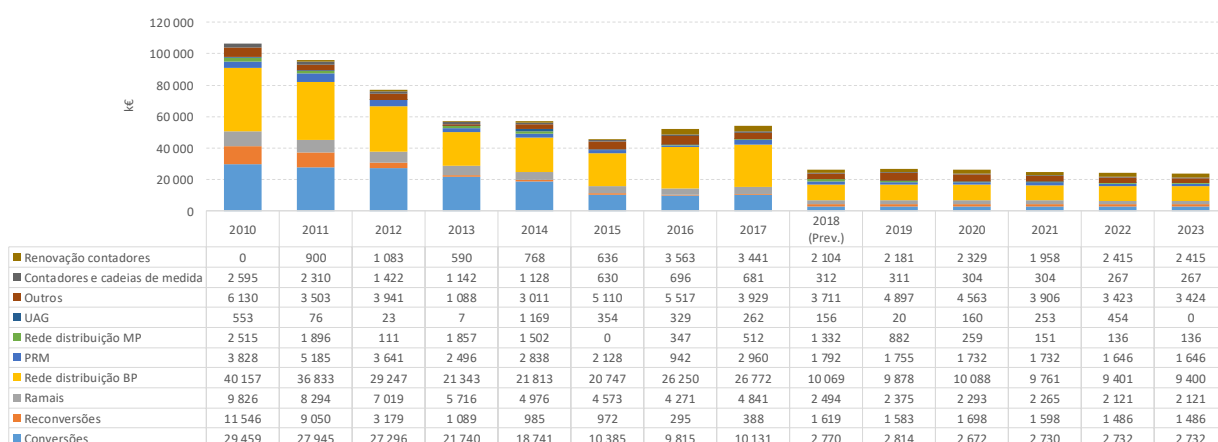
As propostas de PDIRD-GN 2018 dos ORD do grupo Galp referem as obrigações de ligação de clientes previstas regulamentarmente, no âmbito do RRC. Continuam a não referir, no entanto, a obrigação regulamentar de ligar clientes com consumo anual previsto inferior a 10 000 m<sup>3</sup> (n) fora da área de influência, caso esses clientes paguem integralmente o custo real da ligação.

Salienta-se que para o aumento global do investimento de 14% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior contribuiu o crescimento significativo (em 2,5 vezes) da categoria “Outros investimentos”.

---

<sup>16</sup> DN – Desenvolvimento de Negócio

Figura 3-3 - Síntese do investimento realizado/proposto para o grupo Galp, para o horizonte temporal de 2010 a 2023



Fonte: Grupo GALP

Considerando o agregado dos oito ORD do grupo Galp, cerca de 62% do investimento total corresponde a “investimento em desenvolvimento de negócio”; 13% corresponde a “investimento em infraestruturas existentes” e 25% em “investimento em outras atividades”. A relação entre esta desagregação e a que consta nas Figuras deste capítulo encontra-se no fim do Capítulo 2.3.

É de realçar que, quando se analisa o conjunto de propostas de PDIRD-GN 2018 apresentados pelos ORD do Grupo Galp, o investimento em sistemas de informação, viaturas e outras rubricas, não diretamente ligadas ao desenvolvimento de negócio e infraestruturas de gás natural, cresce em termos percentuais de 6% para 16%. A ERSE recomenda que o Estado concedente solicite a cada um dos ORD do Grupo Galp que apresente, na versão final das respetivas propostas de PDIRD GN 2018, uma fundamentação para este

acrécimo, que não sendo justificado poderá contribuir para a referida revisão em baixa do investimento que é sugerida pela ERSE como conclusão do seu Parecer.

É ainda de realçar o peso que apresenta nas propostas de PDIRD-GN 2018 dos ORD do Grupo Galp a componente renovação de contadores, que representa 9% do investimento total. Recorda-se que, de acordo com a legislação em vigor, o investimento em equipamentos de medida não é reconhecido pela ERSE para efeito de determinação dos proveitos, não se refletindo nas tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores.

Nos capítulos seguintes apresenta-se a desagregação e evolução do investimento para cada um dos ORD do grupo Galp para o quinquénio 2019-2023. Além disso, analisa-se o investimento realizado (ou previsional para o ano de 2018) para cada um dos 8 ORD no horizonte temporal 2010-2017.

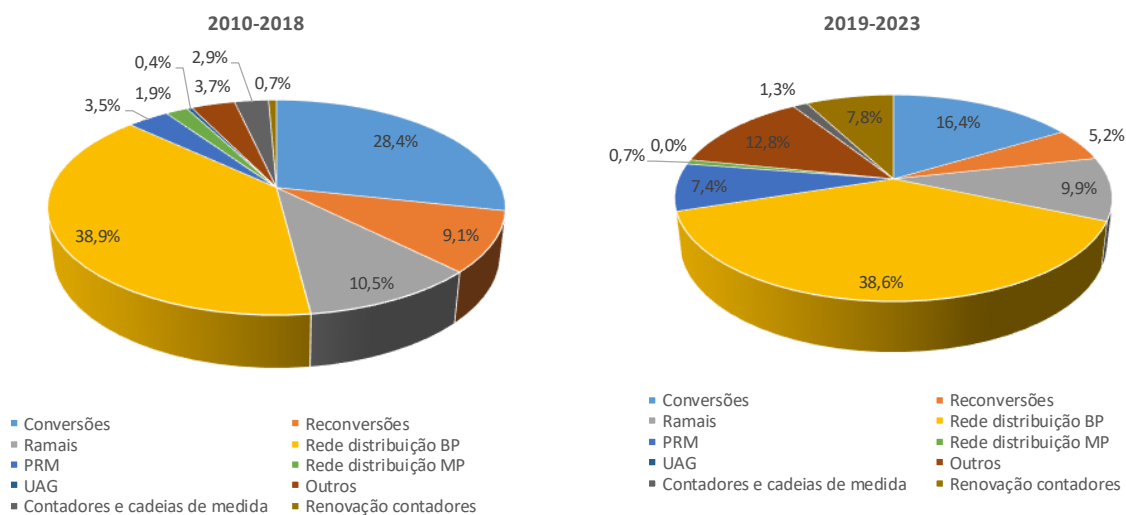
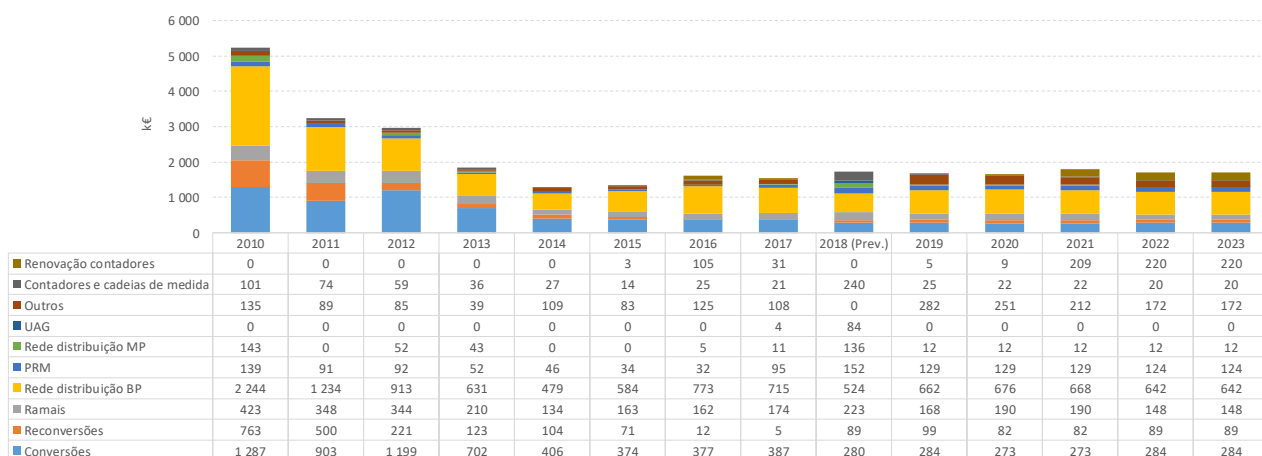
#### 3.3.1.1 BEIRAGÁS

A Figura seguinte apresenta a evolução do investimento realizado e proposto pela Beiragás para o período compreendido entre 2010 e 2023. O investimento total da proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD é de 8,5 M€.

O investimento realizado para as redes de distribuição vem decrescendo progressivamente de 2010 até 2015. Em 2016 há um ligeiro aumento do valor previsto do investimento global. O investimento programado da Beiragás caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os 1,7 M€ para o período de 2019 a 2023, valor bastante abaixo do valor anual médio aceite no período 2010-2017 (cerca de 2,4 M€). A Beiragás refere que “O investimento consiste na consolidação dos projetos de gaseificação dos concelhos com a otimização dos ativos de distribuição estruturantes através da saturação das áreas já dotadas de infraestruturas.”

Em termos globais, o investimento na proposta de PDIRD-GN 2018 da Beiragás corresponde a um aumento de 13,9% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior.

Figura 3-4 - Síntese do investimento real aceite/ proposto para a Beiragás, para o horizonte temporal de 2010 a 2023



Fonte: Beiragás

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “investimentos em infraestruturas existentes” representa na proposta de PDIRD-GN 2018 da Beiragás, 70% e 10% da totalidade do montante apresentado, respetivamente. De referir que 38% do valor do “Investimento em outras atividades” se deve ao projeto de renovação de contadores.

De acordo com este ORD, a desagregação do investimento nas suas principais rubricas faz salientar:

- O acréscimo de 4 790 novos pontos de consumo com a construção de 47 quilómetros rede de distribuição e 1 699 ramais com o investimento a concentrar-se na construção de rede secundária (baixa pressão) e nas intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões

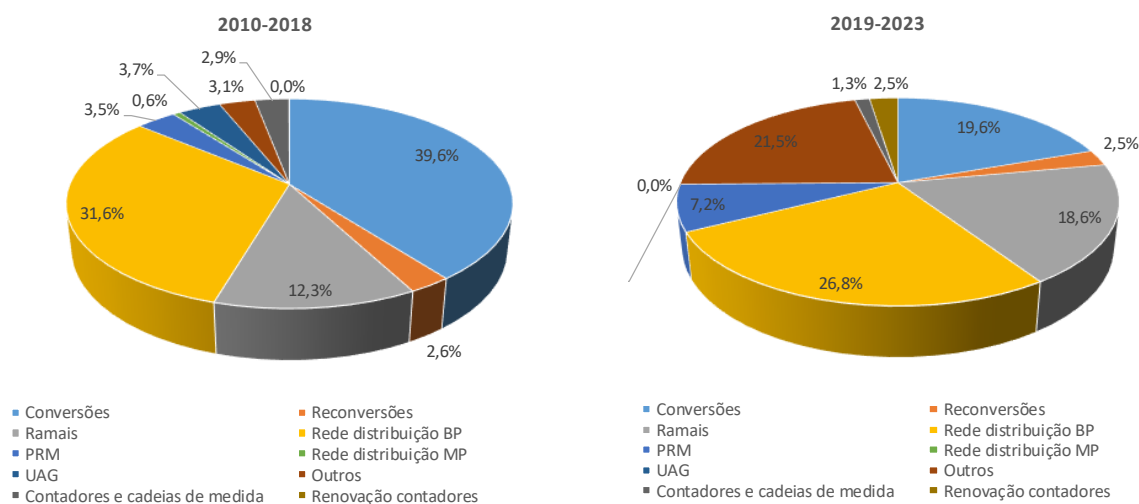
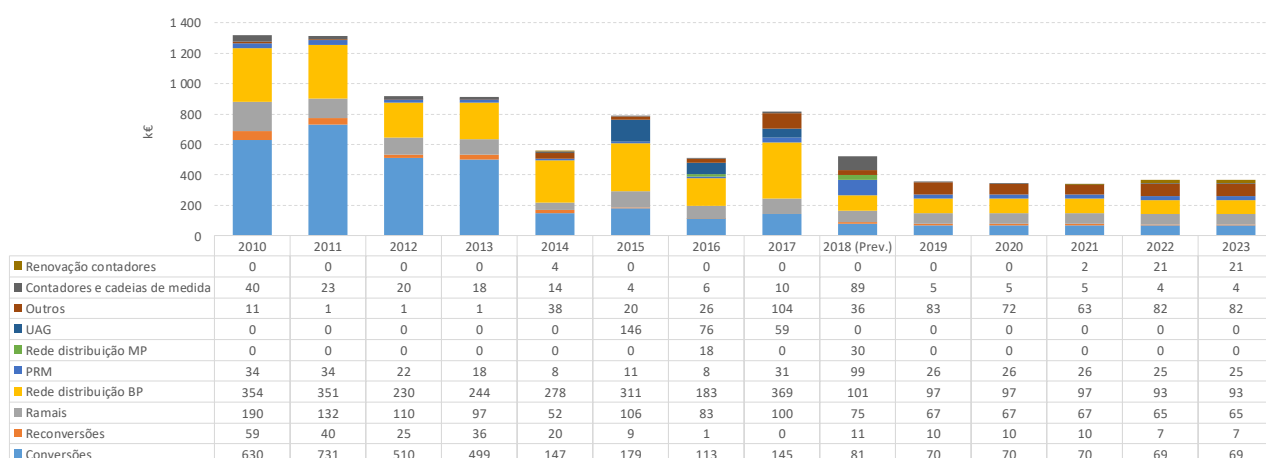
- A anelagem e reestruturação de rede de distribuição para garantir a segurança de abastecimento e a qualidade de serviço, a que se acrescenta a regularização das servidões devidas pela construção de infraestruturas em terrenos particulares, com especial relevância para as que foram adquiridas à ex-Transgás, em 2007, no âmbito do processo de *unbundling*.
- A renovação de contadores, reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, o *upgrade* da base cartográfica e a renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa.

### 3.3.1.2 DIANAGÁS

A Figura 3-5 apresenta a evolução do investimento realizado e proposto pela Dianagás para o período compreendido entre 2010 e 2023. O investimento total da proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD é de 1,8 M€.

Como se observa na figura seguinte, após uma tendência de desaceleração verificada no período de 2010-2015, o investimento proposto pela Dianagás caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os 360 milhares € para o período de 2019 a 2023, bastante inferior ao valor anual médio aceite entre 2010 e 2017 de 893 milhares €. Em termos globais o investimento da Dianagás na proposta de PDIRD-GN 2018 corresponde a um acréscimo de 5,2% relativamente ao exercício de elaboração das propostas de PDIRD-GN 2016.

Figura 3-5 - Síntese do investimento realizado/ proposto para a Dianagás, para o horizonte temporal de 2010 a 2023



Fonte: Dianagás

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “investimentos em infraestruturas existentes” representa na proposta de PDIRD-GN 2018 da Dianagás, 74% e 2% da totalidade do montante apresentado, respetivamente. Ao contrário do que acontece para a Beiragás, no caso da Dianagás apenas 21% do valor do “Investimento em outras atividades” é alocado ao projeto de renovação de contadores.

Para o período 2010-2017, o investimento em conversões e reconversões representou cerca de 43% e o investimento em rede de distribuição em baixa pressão (BP) cerca de 32% do investimento global da Dianagás. Para o período de 2019 a 2023, a Dianagás apresentou um investimento em conversões e reconversões que representará cerca de 22% e um investimento em rede de distribuição BP de cerca de 27% do investimento total.

De acordo com este ORD, a desagregação do investimento nas suas principais rubricas faz salientar:

- O acréscimo de 960 novos pontos de consumo com a construção de 9 quilómetros rede de distribuição e 794 ramais
- O investimento em adequação de rede e ramais nomeadamente com a inserção de válvulas
- A renovação de contadores, a reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, o upgrade da base cartográfica, a renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa

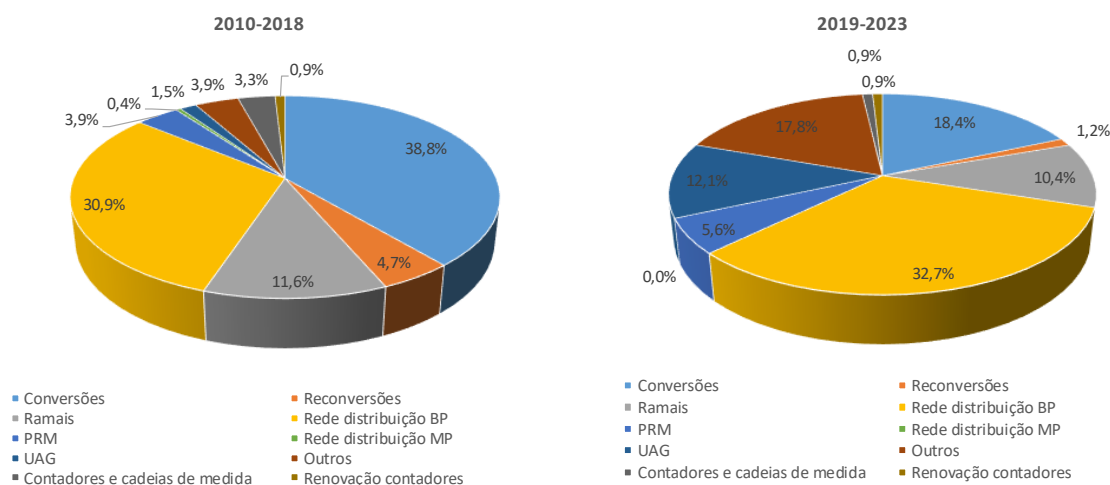
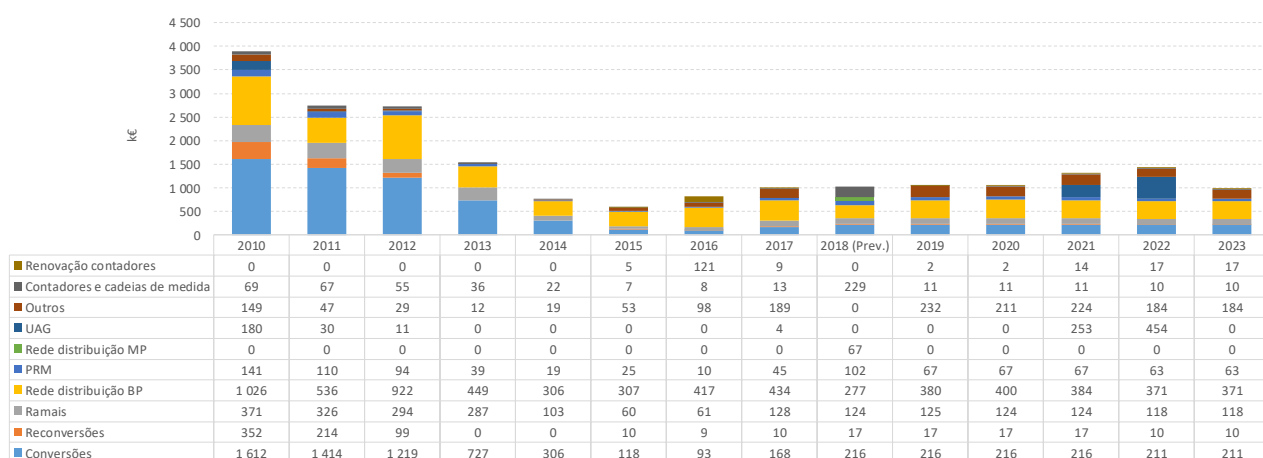
#### 3.3.1.3 DURIENSEGÁS

A Figura 3-6 apresenta a evolução do investimento realizado e proposto pela Duriensegás para o período 2010-2023. O investimento total da proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD é de 5,8 M€.

De modo similar ao que sucede com a Beiragás, o investimento realizado para a Duriensegás entre 2010 e 2015 decresceu significativamente passando de 3,9 M€ (em 2010) para 584 milhares € (em 2015). Para o ano de 2016 o investimento previsto aumentou ligeiramente tendo atingido cerca de 1 M€ em 2017, que se mantém para o período que abrange os anos 2019-2023. São exceção os anos de 2021 e 2022 em que se verifica a construção de uma UAG para reforço da alimentação à cidade de Vila Real.

Em termos globais, o investimento da Duriensegás na proposta de PDIRD-GN 2018 corresponde a um aumento de 37,5% relativamente à proposta de PDIRD-GN anterior.

Figura 3-6 - Síntese do investimento realizado/ proposto para a Duriensegás, para o horizonte temporal de 2010 a 2023



Fonte: Duriensegás

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “investimentos em infraestruturas existentes” representa na proposta de PDIRD-GN 2018 da Duriensegás, 60% e 22% da totalidade do montante apresentado, respetivamente. Verifica-se que 10% do valor do “Investimento em outras atividades” deve-se ao projeto de renovação de contadores.

Em termos do peso relativo das principais rubricas que constituem o investimento, e comparando o período 2010-2018 com o período de 2019 a 2023, verifica-se uma tendência para a redução do peso relativo dos investimentos em conversões e reconversões e o aumento do peso relativo dos investimentos em rede de distribuição BP, em UAG e em Outros.

De acordo com este ORD, a desagregação do investimento nas suas principais rubricas faz salientar:



- O acréscimo de 2 461 novos pontos de consumo com a construção de 24 quilómetros de rede de distribuição e 1 171 ramais
- O investimento previsto para os anos de 2021 e 2022 tem como objetivo reforçar a capacidade de abastecimento na cidade de Vila Real que é atualmente abastecida por uma UAG situada na zona industrial de Constantim, que fica a sul da malha urbana, enquanto o principal cliente - o Hospital de São Pedro, fica situado a norte dessa mesma malha, na zona de Lordelo. Esta situação conjugada com o crescimento da rede e o aumento de clientes nesta cidade levaram a Duriensegás a planear construir uma segunda UAG a norte da cidade, investir na anelagem e reestruturação de rede de distribuição e investir em expansão do SCADA com instalação de novas Unidades Terminais Remotas (UTR).
- A renovação de contadores, reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, *upgrade* da base cartográfica, renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa.

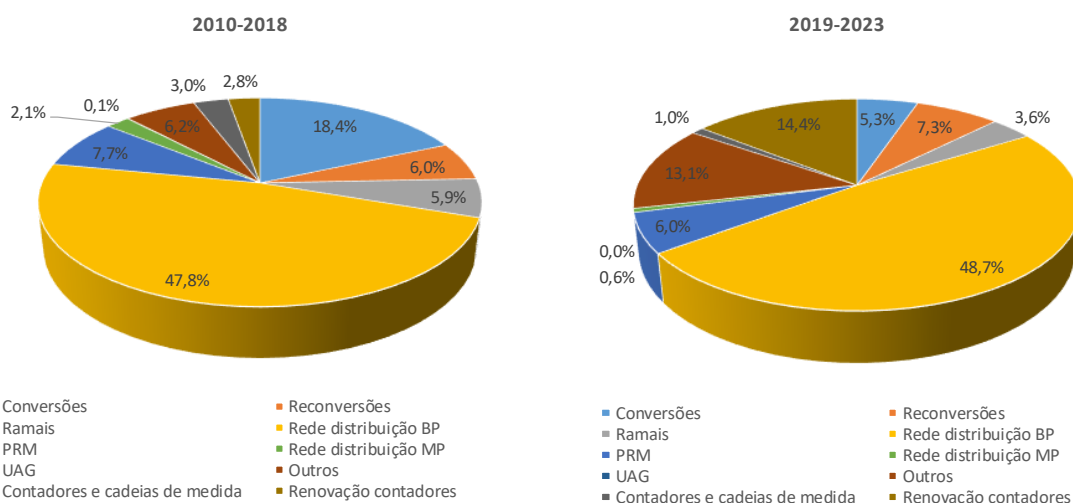
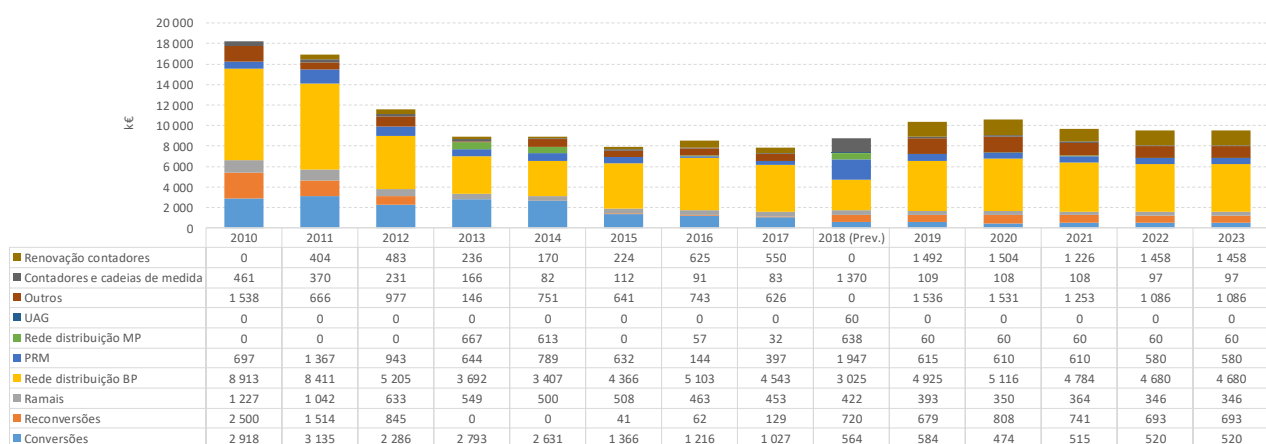
#### 3.3.1.4 LISBOAGÁS

A Figura 3-7 apresenta a evolução do investimento realizado e proposto pela Lisboaagás para o período compreendido entre 2010 e 2023. O investimento total da proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD é de 49,7 M€.

Semelhante aos restantes ORD do grupo Galp verifica-se uma tendência acentuada de desaceleração do investimento no período 2010-2015. O investimento realizado em 2016 apresenta um ligeiro aumento e entre 2019 e 2023 há uma tendência para a estabilização do investimento em torno dos 9,9 M€ (valor médio anual).

Em termos globais, o investimento na proposta de PDIRD-GN 2018 da Lisboaagás corresponde a um aumento de 19,4 % relativamente à proposta de PDIRD-GN anterior.

**Figura 3-7 - Síntese do investimento realizado/ proposto para a Lisboagás, para o horizonte temporal de 2010 a 2023**



Fonte: Lisboagás

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “investimentos em infraestruturas existentes” representa na proposta de PDIRD-GN 2018 da Lisboagás, respetivamente, 51% e 21% da totalidade do montante apresentado. Na atual proposta de PDIRD-GN 2018, a Lisboagás mantém o esforço de renovação da rede de distribuição de gás natural, o que constitui uma especificidade deste ORD. A Lisboagás refere que “Este projeto de renovação de rede, descrito nos seus fundamentos e opções no PDIRD 2017-2021, desenvolve-se essencialmente no concelho de Lisboa e em franjas de concelhos contíguos servidos pela rede que distribuía gás de cidade, antes da introdução do gás natural. O projeto visa substituir a rede antiga, construída com materiais e tecnologias ultrapassadas, por forma a melhorar as condições de segurança e de integração com as redes de construção recente dos concelhos limítrofes.”

Verifica-se que 52% do valor do “Investimento em outras atividades” deve-se ao projeto de renovação de contadores.

A desagregação do investimento nas suas principais componentes permite verificar que cerca de 49% do investimento se concentra na rede de distribuição BP. O investimento em conversões e reconversões representou 24% do investimento total para o período 2010-2018 e representará 12% para o período de 2019 a 2023. O peso relativo da rubrica “Renovação de contadores” deverá aumentar de 3% (no período 2010-2018) para 14% (no período de 2019 a 2023).

De acordo com este ORD, a desagregação do investimento nas suas principais rubricas faz salientar:

- O acréscimo de 22 597 novos pontos de consumo com a construção de 165 quilómetros rede de distribuição e 3 710 ramais. Encontra-se em curso a ligação à área urbana do concelho de Arruda dos Vinhos e em avaliação o concelho de Sobral de Monte Agraço.
- A regularização das servidões devidas pela construção de infraestruturas em terrenos particulares, com especial relevância para as que foram adquiridas à ex-Transgás, em 2007, no âmbito do processo de *unbundling* e o projeto de renovação de redes e ramais.
- A renovação de contadores, reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, *upgrade* da base cartográfica, renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa.

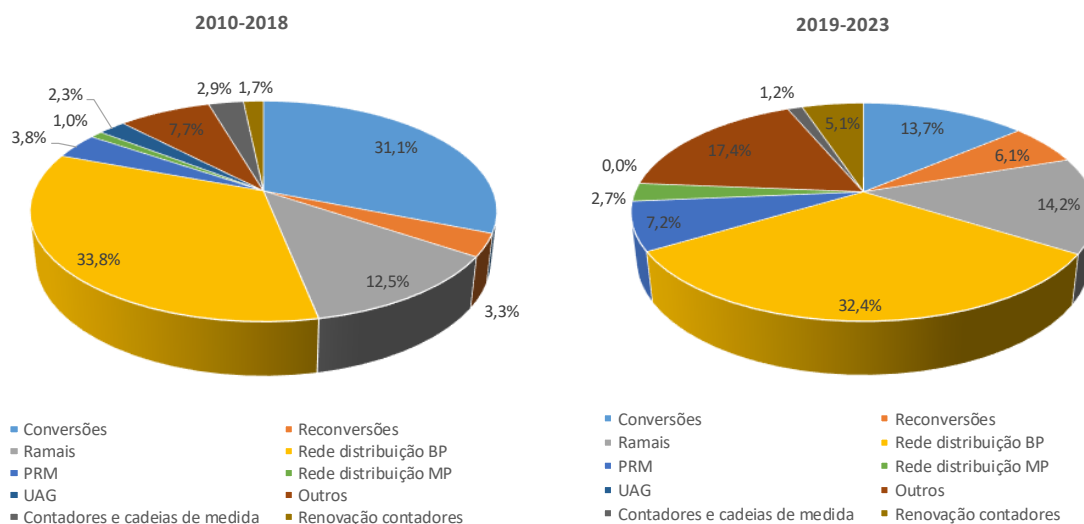
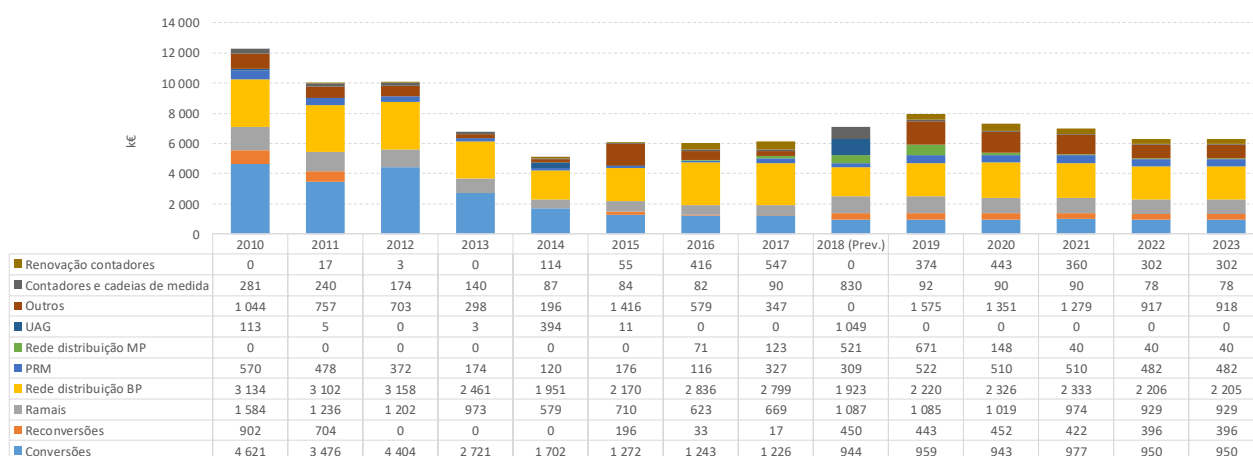
#### 3.3.1.5 LUSITANIAGÁS

A Figura seguinte apresenta a evolução do investimento realizado e proposto pela Lusitaniagás para o período em análise i.e. 2010-2023. O investimento total da proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD é de 34,8 M€.

Tal como se verifica na figura, entre 2010 e 2014 o investimento realizado da Lusitaniagás registou uma acentuada desaceleração. Em 2015 houve um aumento moderado do investimento previsional face ao ano anterior, que se manteve em 2016 e 2017. Para o período de 2019 a 2023, a proposta da Lusitaniagás apresenta uma tendência de estabilização do nível anual com um valor médio de cerca de 6,9 M€.

Em termos globais, o investimento da Lusitaniagás na proposta de PDIRD-GN 2018 corresponde a um aumento de 6,8% relativamente à proposta de PDIRD-GN anterior.

Figura 3-8 - Síntese do investimento realizado/proposto para a Lusitaniagás, para o horizonte temporal de 2010 a 2023



Fonte: Lusitaniagás

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “investimentos em infraestruturas existentes” representa na proposta de PDIRD-GN 2018 da Lusitaniagás, 70% e 7% da totalidade do montante apresentado, respetivamente. No que concerne a “investimentos em infraestruturas existentes”, termina em 2019 a parte mais significativa do investimento em construção de rede primária (MP) para reforçar a segurança de abastecimento da rede do Eixo da Figueira da Foz, possibilitando a interligação de 2 GRMS<sup>17</sup> (Lares e Alfarelos). Relativamente ao “investimento em outras atividades” verifica-se que 42% do valor dessa rubrica se deve ao projeto de renovação de contadores.

<sup>17</sup> Gas Regulating and Metering Station

A desagregação do investimento nas suas principais componentes permite verificar que o investimento na rede de distribuição BP em conversões e reconversões também apresenta um peso significativo. O peso relativo da rubrica “renovação de contadores” deverá aumentar de 2% (no período 2010-2018) para 5% (no período de 2019 a 2023).

De acordo com este ORD, a desagregação do investimento nas suas principais rubricas faz salientar:

- O acréscimo de 18 885 novos pontos de consumo com a construção de 171 quilómetros rede de distribuição e 9 476 ramais.
- A regularização das servidões devidas pela construção de infraestruturas em terrenos particulares, com especial relevância para as que foram adquiridas à ex-Transgás, em 2007, no âmbito do processo de *unbundling* e, em 2019, a parte remanescente do projeto de anelagem e reestruturação acima referido.
- A renovação de contadores, a reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, upgrade da base cartográfica, renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa

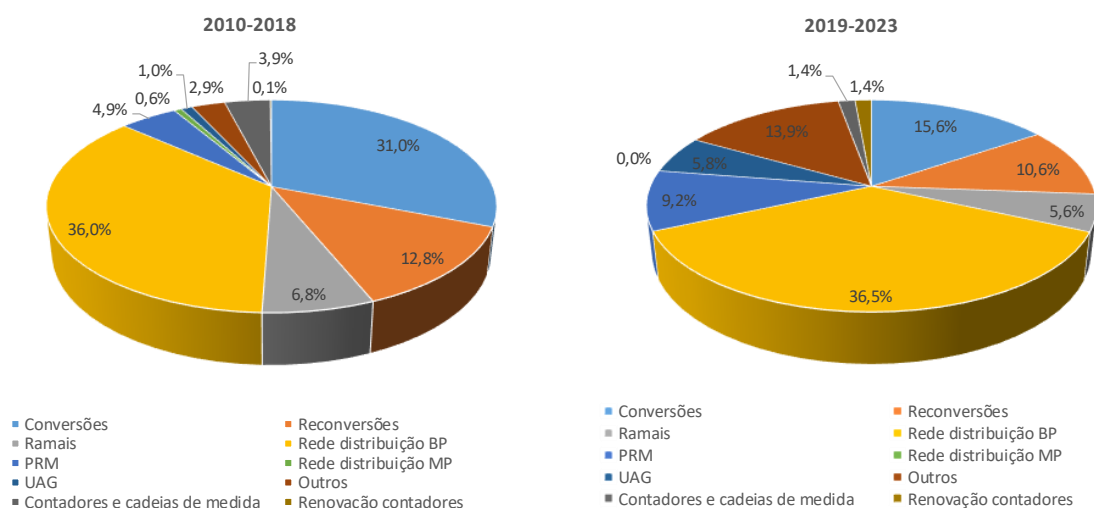
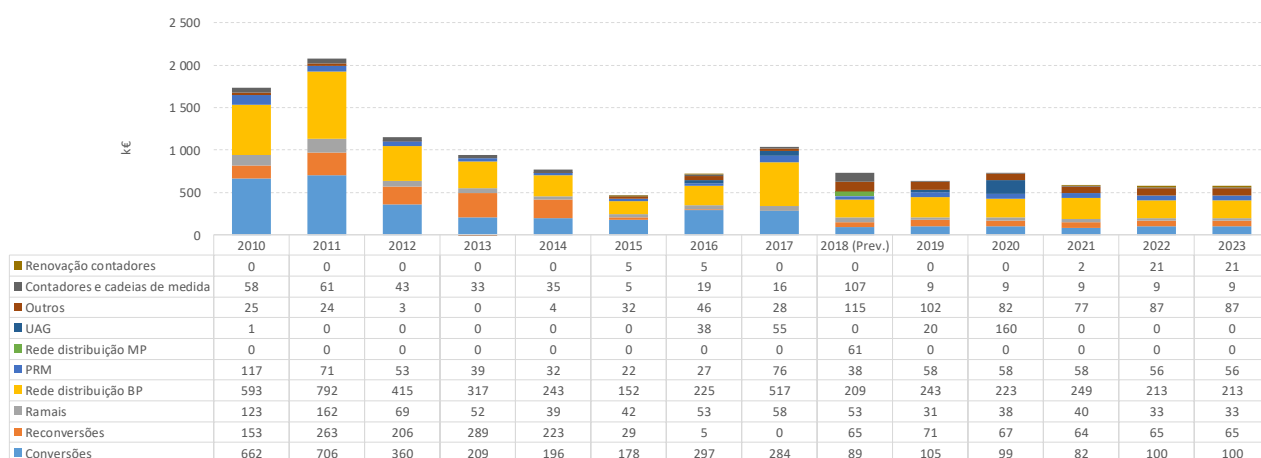
#### 3.3.1.6 MEDIGÁS

A Figura seguinte apresenta a evolução do investimento realizado e proposto pela Medigás para o período compreendido entre 2010 e 2023. O investimento total da proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD é de 3,1 M€.

No período 2010-2018, o valor médio anual do investimento realizado/ previsional rondou os 1,1 M€ enquanto para o período de 2019 a 2023 há uma redução do investimento proposto em cerca de 43% (em média o nível de investimento rondará os 625 milhares de € por ano).

Em termos globais o investimento da Medigás na proposta de PDIRD-GN 2018 corresponde a um aumento de 12,6% relativamente à proposta de PDIRD-GN anterior.

Figura 3-9 - Síntese do investimento realizado/ proposto para a Medigás, para o horizonte temporal de 2010 a 2023



Fonte: Medigás

Tal como apresentado na proposta da Medigás, o valor do “Investimento em Desenvolvimento de Negócio” tem um peso significativo (correspondendo a cerca de 74% do total do investimento entre 2019 e 2023). As rubricas com maior peso referem-se à rede de distribuição BP (37%) e investimento em conversões e reconversões (27% do total).

O “Investimento em infraestruturas existentes de distribuição” corresponde a 11% do total de investimento. De destacar o peso relativo do investimento relativo às UAGs que corresponde a cerca de 6% do total do investimento que abrange o período de 2019 a 2023.

Relativamente ao “Investimento em outras atividades” verifica-se que 20% do valor dessa rubrica se deve ao projeto de renovação de contadores.

De acordo com este ORD, a desagregação do investimento nas suas principais rubricas faz salientar:

- O acréscimo de 2 113 novos pontos de consumo com a construção de 19 quilómetros rede de distribuição e 431 ramais.
- O reforço de capacidade da UAG de Portimão. A UAG de Portimão dispõe de três grupos de vaporizadores, com uma capacidade de vaporização de 1,500 Nm<sup>3</sup>/h e dois tanques de armazenagem de GNL de 60 m<sup>3</sup>. Tendo em conta as características da UAG e os caudais atualmente emitidos, torna-se necessário aumentar a capacidade desta infraestrutura, através do aumento da capacidade de bateria de vaporizadores implicando a montagem de mais vaporizadores e de um reservatório adicional.
- A renovação de contadores, reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, *upgrade* da base cartográfica, renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa

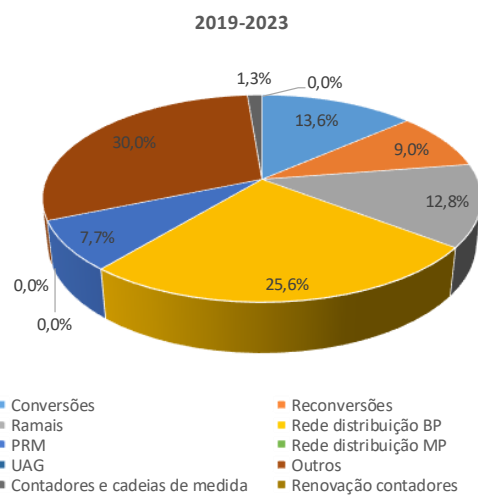
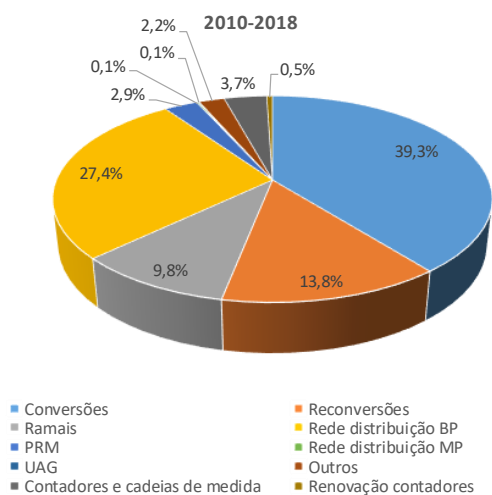
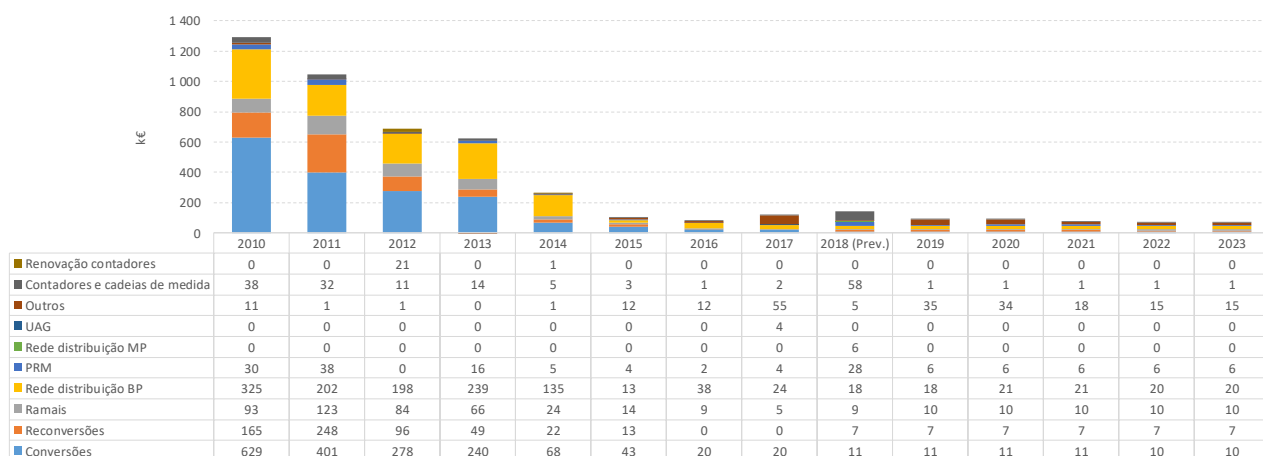
#### 3.3.1.7 PAXGÁS

A Figura 3-10 apresenta a evolução do investimento realizado e proposto pela Paxgás para o período compreendido entre 2010 e 2023. O investimento total da proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD é de 0,4 M€.

Da análise da figura seguinte podemos concluir que o investimento aceite / proposto da Paxgás se tem vindo a reduzir de forma acentuada entre 2010 e 2023. Enquanto no período 2010-2016 o valor médio anual do investimento realizado/ previsional (para 2016) rondou os 584 milhares €; para o período de 2019 a 2023 o investimento proposto é em média de 78 milhares de € por ano.

Em termos globais o investimento da Paxgás na proposta de PDIRD-GN 2018 corresponde a um aumento de 17% relativamente à proposta de PDIRD-GN anterior.

Figura 3-10 - Síntese do investimento realizado/ proposto para a Paxgás, para o horizonte temporal de 2010 a 2023



Fonte: Paxgás

A distribuição do investimento previsto para o período 2019-2023 pelas 3 tipologias de projetos é a seguinte: 67% corresponde a “Investimento em Desenvolvimento Negócio”; 3% refere-se a “Outros investimentos em infraestrutura e 30% corresponde a “Outros investimentos”.

A desagregação do investimento nas suas principais componentes permite verificar que o investimento se concentra na rede de distribuição BP e em conversões e reconversões. No entanto, espera-se a manutenção do peso relativo do investimento em rede de distribuição BP do período 2010-2018 para o período de 2019 a 2023 (cerca de 27%).

De acordo com este ORD, a desagregação do investimento nas suas principais rubricas faz salientar:



- O acréscimo de 221 novos pontos de consumo com a construção de 2 quilómetros rede de distribuição e 101 ramais
- A adequação de rede e ramais nomeadamente com a inserção de válvulas, o que permite melhorar a gestão operacional da rede para situações de emergência.
- A renovação de contadores, reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, *upgrade* da base cartográfica e a renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa.

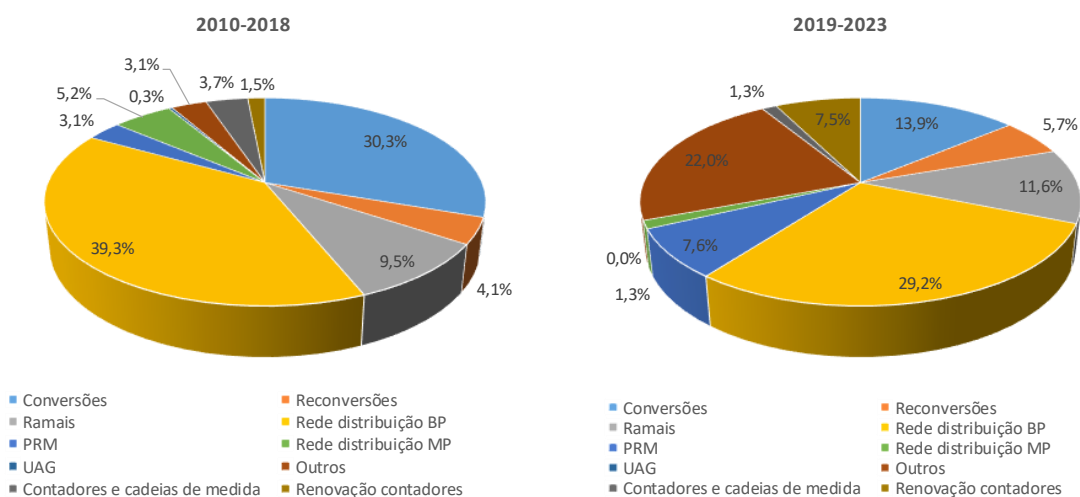
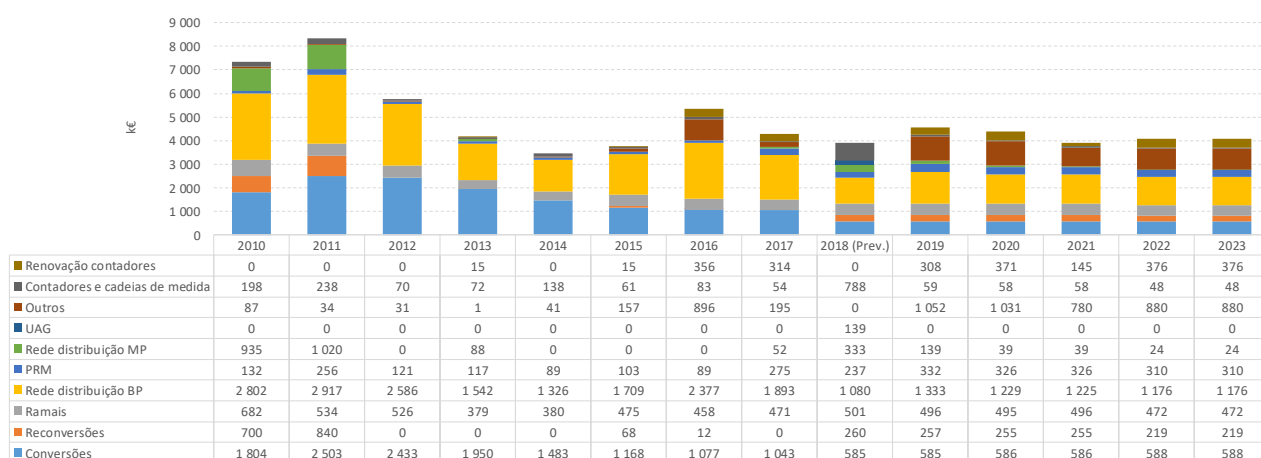
#### 3.3.1.8 SETGÁS

A Figura 3-11 apresenta uma síntese do investimento realizado/ estimado pela Setgás entre 2010 e 2018 e o investimento proposto para o período 2019-2023. O investimento total da proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD é de 21,0 M€.

No período de 2010-2014 verificou-se uma tendência de desaceleração do investimento realizado passando de cerca de 7,3 M€ em 2010 para 3,5 M€ em 2014. Em 2015 e principalmente em 2016 verificou-se um aumento dos níveis de investimento face aos anos anteriores. O período de 2019-2023 caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio do investimento proposto em torno dos 4,2 M€.

Em termos globais, o investimento da Setgás na proposta de PDIRD-GN 2018 corresponde a um aumento de 10,5% relativamente à proposta do PDIRD-GN anterior.

Figura 3-11 - Síntese do investimento realizado/ proposto para a Setgás, para o horizonte temporal de 2010 a 2023



Fonte: Setgás

A distribuição do investimento previsto pela Setgás para o período 2019-2023 reparte-se nas seguintes três tipologias de investimento: investimento em desenvolvimento de negócio (65,3%), outros investimentos em infraestrutura (5,3%) e outros investimentos (29,4%). Na tipologia “outros investimentos” verifica-se que 48% do valor do investimento desta tipologia deve-se ao projeto de renovação de contadores.

Semelhante aos restantes ORD do grupo Galp o investimento concentra-se sobretudo na rede de distribuição BP e em conversões e reconversões. De destacar o aumento do peso relativo da rubrica “renovação de contadores” entre 2010-2018 e 2019-2023, passando de 2% para 7% do investimento total.

De acordo com este ORD, a desagregação do investimento nas suas principais rubricas faz salientar:

- O acréscimo de 11 946 novos pontos de consumo com a construção de 110 quilómetros rede de distribuição e 5 040 ramais
- O investimento em expansão do SCADA com instalação de novas UTRs e a regularização das servidões devidas pela construção de infraestruturas em terrenos particulares, com especial relevância para as que foram adquiridas à ex-Transgás, em 2007, no âmbito do processo de *unbundling*.
- A renovação de contadores, a reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, *upgrade* da base cartográfica e a renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa.

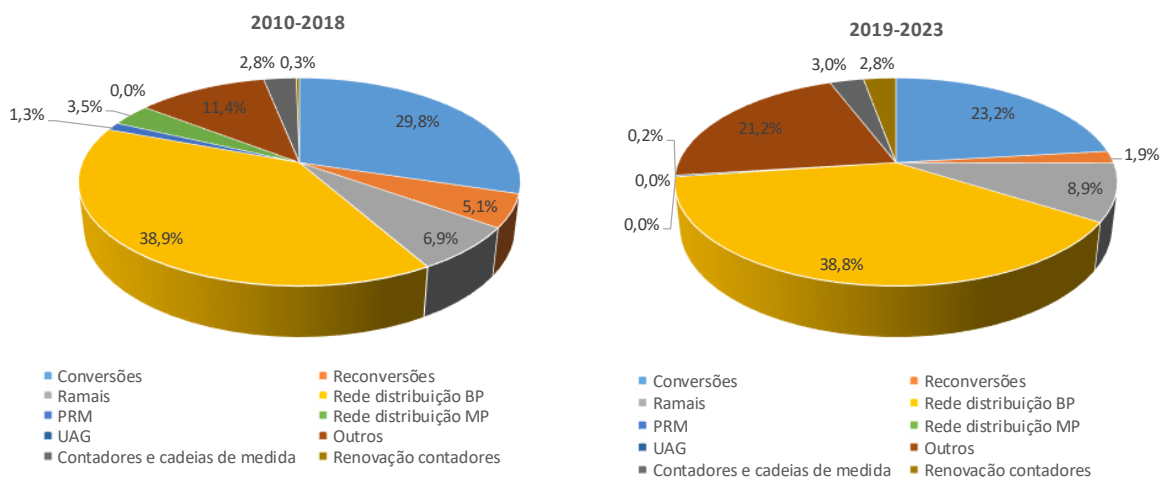
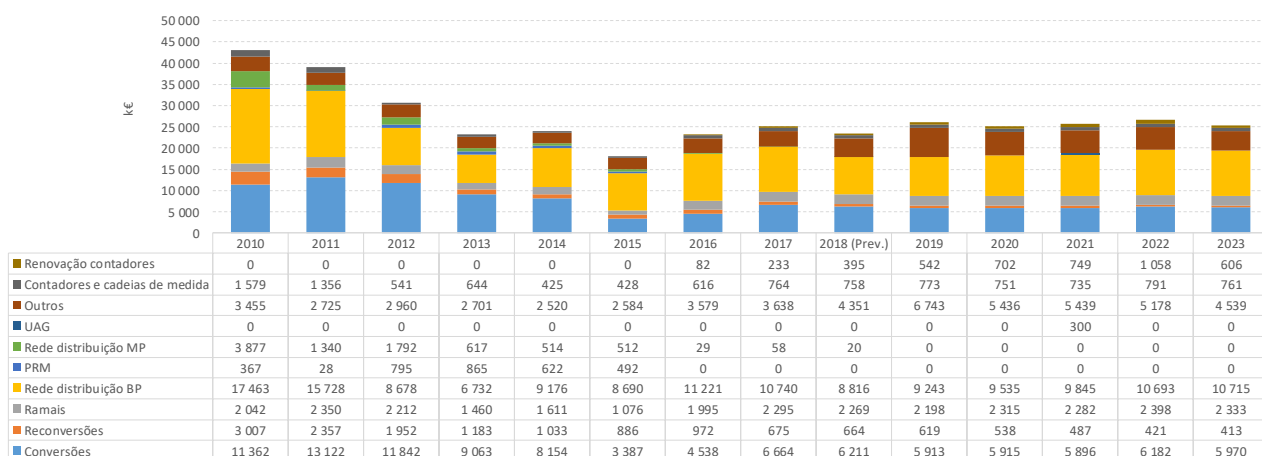
### 3.3.2 PROPOSTA DE PDIRD-GN 2018 DA REN PORTGÁS DISTRIBUIÇÃO

A proposta de PDIRD-GN 2018 da REN Portgás Distribuição apresenta oito capítulos, para além de um conjunto de Anexos. A presente secção relaciona-se com o capítulo plano de investimento da proposta de PDIRD-GN.

A Figura 3-12 apresenta uma síntese do investimento realizado/ previsional para a REN Portgás Distribuição entre 2010 e 2018 e o investimento proposto para o período de 2019 a 2023, desagregado pelas principais rubricas de investimento. O investimento total da proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD é de 129,0 M€.

Em termos globais o investimento da REN Portgás Distribuição na proposta de PDIRD-GN 2018 corresponde a um crescimento de 17,4% relativamente ao exercício de preparação da proposta de PDIRD-GN 2016. Salienta-se que para este aumento contribui o crescimento significativo (em 1,9 vezes) da categoria “Outros investimentos”. É de realçar o peso que apresenta na proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD a componente renovação de contadores, que representa 7,5% do investimento total. De acordo com a legislação em vigor, o investimento em equipamento de medida não é reconhecido pela ERSE para efeito de determinação dos proveitos, não se refletindo nas tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores.

Figura 3-12 - Síntese do investimento realizado/ proposto para a REN Portgás Distribuição, para o horizonte temporal de 2010 a 2023



Fonte: REN Portgás Distribuição

O investimento realizado para a REN Portgás Distribuição registou um decréscimo entre 2010 e 2015 (com exceção do ano 2014). Os valores aceites para 2016 e 2017 apresentam um aumento face ao investimento aceite de 2015. Os valores do investimento anual propostos para período de 2019 a 2023 são relativamente estáveis atingindo os níveis de investimento aceites de 2017.

A REN Portgás Distribuição refere que a sua proposta “apresenta como pilar de investimento a expansão e saturação da rede de distribuição, baseada em rigorosos critérios de seleção de projetos”. Como se referiu acima a presente proposta de PDIRD-GN 2018 apresenta um crescimento do investimento de 17,4% relativamente à proposta de PDIRD-GN 2016.

O investimento nas tipologias “desenvolvimento de negócio” e “investimento em infraestruturas de distribuição existentes” representam na proposta de PDIRD-GN 2018 da REN Portgás Distribuição, respetivamente 80% e 8% da totalidade do montante apresentado.

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 2023. O investimento concentra-se na construção de rede secundária (baixa pressão) e nas intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões).

De destacar que a REN Portgás Distribuição considerou para o ano 2021 um investimento de 0,3 M€ no concelho de Paredes de Coura relativo a custos de arranque de projeto para futura instalação de UAG e posterior desenvolvimento da rede de distribuição.

De acordo com este ORD, a desagregação do investimento nas suas principais rubricas faz salientar:

- A ligação de cerca de 72 mil novos pontos de abastecimento e a construção de cerca de 819 km de rede secundária.
- Enfoque na reestruturação e resiliência da rede, alargar progressivamente a tecnologia de *smart meter* a todo o setor BP> e os Projetos de Abastecimento de Paredes de Coura e de Vila Nova de Cerveira – Caminha
- A renovação de contadores por imposição legal, sistemas de informação, edifícios e equipamento de transporte.

De referir uma redução de 35 para 25% no investimento em conversões/conversões da REN Portgás Distribuição. No entanto, comparativamente com a proposta de PDIRD-GN anterior, este ORD mantém elevado o investimento em rede BP e apresenta um número de ramais e comprimento de rede aparentemente muito elevado.

### 3.3.3 PROPOSTA DE PDIRD-GN 2018 DA SONORGÁS

A proposta de PDIRD-GN 2018 da Sonorgás apresenta duas estratégias diferentes para o desenvolvimento das redes nos respetivos polos de consumo, refletindo o facto de ser anteriormente detentora de cinco

licenças locais de distribuição de gás natural que abrangem sete concelhos<sup>18</sup> e ter beneficiado da atribuição, em setembro de 2015, de dezoito novas licenças de gás natural que abrangem outros tantos concelhos<sup>19</sup>.

Tendo já ocorrido algum investimento nesses novos polos em 2016 e 2017, a análise à proposta de PDIRD-GN 2018 permite verificar que a Sonorgás optou por concentrar a quase totalidade dos investimentos que se propõe realizar, no período de 2019 a 2023, nesses 18 novos polos de consumo.

Em comum para os dois conjuntos de investimentos, a proposta de PDIRD-GN 2018 da Sonorgás considera que “No âmbito das cláusulas presentes nas licenças atribuídas, a Sonorgás assumiu compromissos mínimos de desenvolvimento, os quais conjugados com o cumprimento dos regulamentos, nomeadamente o conjunto de regras e obrigações previstas no RRC, a obrigam a efetuar investimentos associado à ligação de clientes. Para tal, elaborou estudos para os investimentos a realizar no período 2019-23 para cada um dos polos de consumo (projeto de investimento), os quais seguiram a orientação de um conjunto de indicadores.”

Assim, a Sonorgás definiu na proposta de PDIRD-GN 2018 como critérios de seleção, valores limite para um conjunto de indicadores<sup>20</sup>, verificando-se que não é apresentada qualquer fundamentação para esses valores limite, que irão ser utilizados nos critérios de seleção que validam os projetos de investimento como elegíveis para integrar a referida proposta de PDIRD GN 2018.

Face a este facto, a ERSE recomenda que o Estado concedente solicite que a Sonorgás apresente, na versão final de proposta de PDIRD-GN 2018, uma fundamentação justificada para os referidos valores, de modo a que, durante o processo de supervisão da sua entrada em exploração e reconhecimento para efeito de proveitos permitidos, se possam validar os projetos de investimento a que eles recorrem e realizar comparabilidade com os restantes ORD.

---

<sup>18</sup> Cinco licenças que abrangem os concelhos de Mirandela, Macedo de Cavaleiros, Arcos de Valdevez/Ponta da Barca, Póvoa de Lanhoso e Peso da Régua/Santa Marta de Penaguião

<sup>19</sup> Dezoito licenças nos concelhos de Alfandega da Fé, Aljô, Baião, Boticas, Carrazeda de Ansiães, Freixo de Espada à Cinta, Mogadouro, Montalegre, Murça, Ribeira de Pena, Sabrosa, Terras de Bouro, Torre de Moncorvo, Valpaços, Vila Flor, Vila Pouca de Aguiar, Vimioso e Vinhais.

<sup>20</sup> i) Custos específicos de construção de rede secundária e ramais, conversões e reconversões, contadores e redutores; ii) investimento por ponto de abastecimento adicional; iii) investimento por quantidade adicional de GN veiculado na rede; iv) extensão de rede por ponto de abastecimento adicional e de pontos de abastecimento; v) angariados por km de rede adicional; vi) quantidade adicional de GN veiculado na rede por PA adicional; vii) ponto de abastecimento adicional por ramal;

Nos pontos seguintes, apresenta-se uma síntese do investimento realizado e proposto pela Sonorgás para o horizonte temporal entre 2010 e 2023, distinguindo-se o investimento referente aos polos de consumo existentes e aos novos polos atribuídos recentemente à Sonorgás.

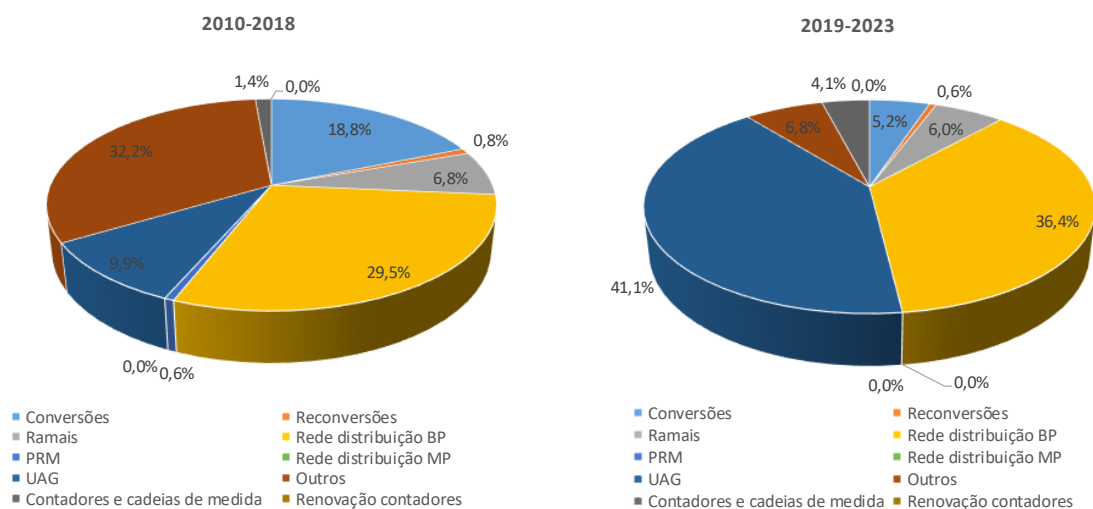
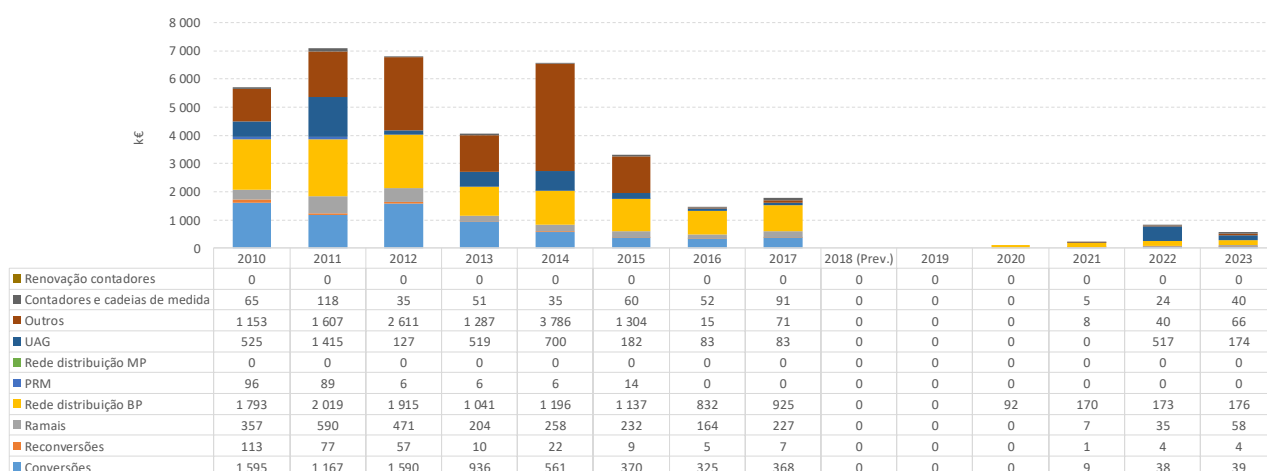
#### 3.3.3.1 POLOS EXISTENTES

O investimento realizado pela Sonorgás registou uma evolução na qual se observa um período de crescimento até 2011 (Figura 3-13), seguido de um abrandamento substancial (com a exceção do ano 2014). Entre 2010 e 2016, o investimento anual médio rondou os 4,9 M€; valor muito superior ao que agora é proposto para os polos existentes durante o período de 2019 a 2023 (o investimento anual médio passará a ser na ordem dos 397 mil Euros). Verifica-se que o investimento total previsto na proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD nos polos existentes é de 1,7 M€.

Em termos globais, o investimento na proposta de PDIRD-GN 2018 da Sonorgás corresponde a uma redução de 15,4% relativamente à proposta de PDIRD-GN 2016 que, por sua vez, representava também uma redução de 77,4% relativamente à proposta de PDIRD-GN anterior.

Como se pode verificar na Figura 3-13, 36% do investimento concentra-se na construção de rede secundária, sendo no entanto de salientar a construção de uma nova UAG no polo de Peso da Régua, com um investimento previsto de 41% do total do horizonte em análise.

Figura 3-13 - Síntese do investimento realizado/ proposto para a Sonorgás (polos existentes), para o horizonte temporal de 2010 a 2023



Fonte: Sonorgás

Por outro lado, no polo já existente de Mirandela, a proposta de PDIRD-GN 2018 da Sonorgás prevê um investimento total de 2,6 milhões de euros, que envolve um posto de enchimento de GNL para veículos rodoviários a gás natural e inclui equipamento de transporte. Sendo claro que o referido posto de enchimento não poderá ser abrangido nos ativos da rede de distribuição local para o concelho de Mirandela e, como tal, não poderá ser reconhecido pela regulação nos proveitos a serem recebidos pelo ORD, a ERSE recomenda que o Estado concedente retire, desde já, este projeto de investimento do âmbito da proposta de PDIRD-GN 2018 que vier a ser aprovado para o concelho de Mirandela.



### 3.3.3.2 NOVOS POLOS

No caso concreto do investimento proposto pela Sonorgás para os 18 novos polos de consumo, a atribuição das referidas licenças teve como pressuposto um plano de investimento específico nesses novos polos, que deverá ser considerado como já aprovado pelo Estado concedente e que previa um total de 38,5 M€ de investimento em UAG, redes de distribuição, ramais, conversões e reconversões, reflexo das propostas apresentadas a concurso. A ERSE pretende levar a cabo uma monitorização rigorosa sobre os custos associados à implementação destas novas licenças, de forma a que, até pela relevância deste montante, possa estabelecer uma remuneração adequada ao conjunto de custos considerados eficientes.

Coincidindo no período temporal abrangido pela atual proposta de PDIRD-GN 2018, cabe à ERSE verificar, aquando da entrada em exploração e para efeito de reconhecimento em sede de proveitos regulados, que as condições das licenças são respeitadas.

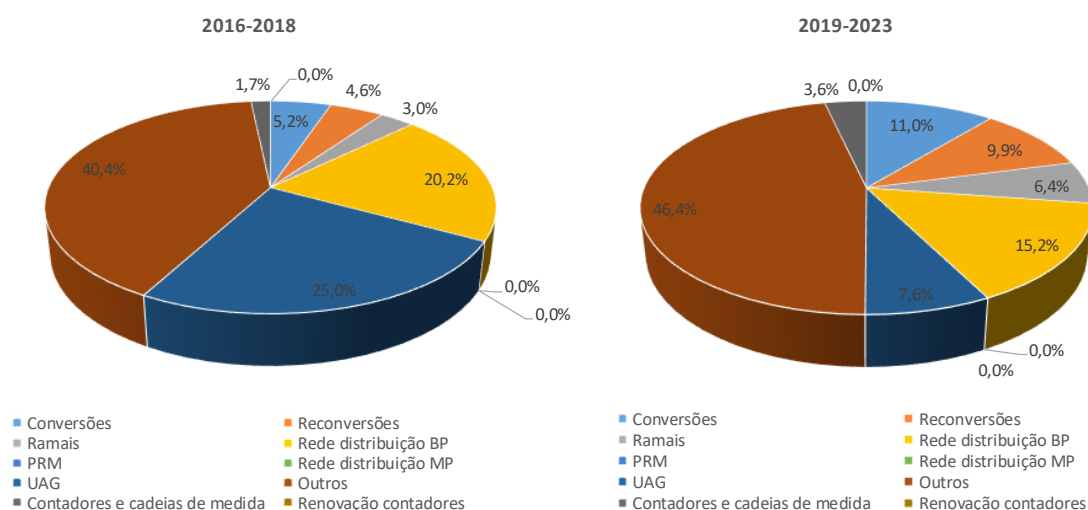
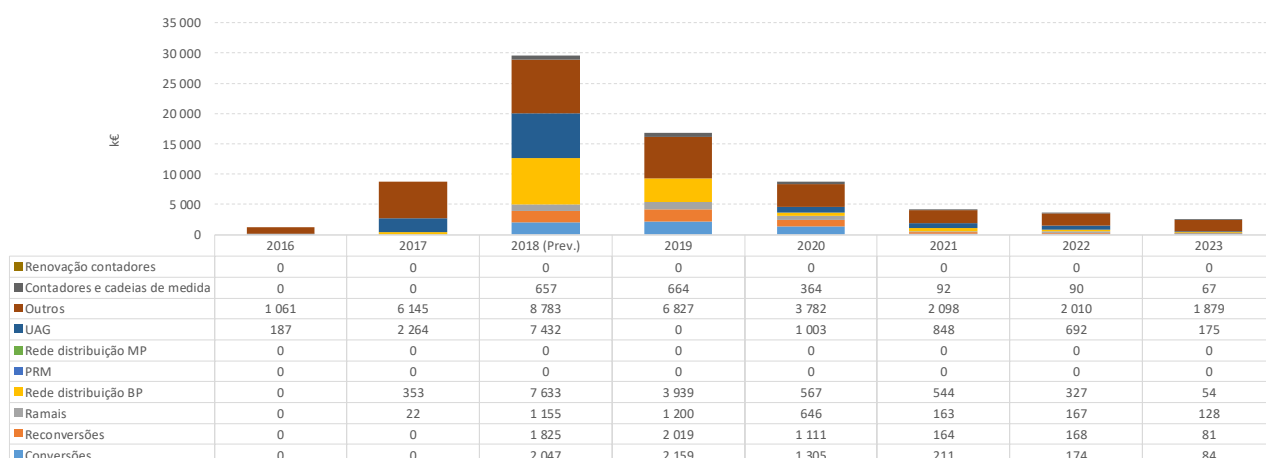
Do ponto de vista de custos de investimento já aceites, verifica-se já terem sido concretizados investimentos em 2016 e 2017 no valor de 7 M€. Na proposta de PDIRD-GN 2018, a Sonorgás prevê ter concretizado um total de cerca de 29,5 M€ durante 2018<sup>21</sup> e propõe-se investir mais 35,8 M€ de 2019 a 2023.

Nestas condições e a ser aprovada a sua proposta, a Sonorgás irá investir um total aproximado de 72,3 M€ nos 18 novos polos de consumo, 190% (33,8 M€) acima do previsto no plano apresentado durante o processo de concurso e que, como tal, deverá ser considerado para além dos 38,5 M€ já aprovados pelo Estado concedente a quando da atribuição das licenças.

---

<sup>21</sup> A execução orçamental de dezembro de 2018, prevista em novembro de 2018, dos novos polos da Sonorgás era no entanto somente de 6,9 M€.

Figura 3-14 - Síntese do investimento proposto pela Sonorgás (novos polos), para o horizonte temporal de 2016 a 2023



Fonte: Sonorgás

De acordo com este ORD, a desagregação do investimento nas suas rubricas de desenvolvimento do negócio e outras atividades nestes 18 novos polos de consumo, faz salientar:

- A expansão da rede de distribuição de GN da Sonorgás em mais de 236 km; 19 novas UAG; construção de 11 183 novos ramais
- A angariação de novos pontos de abastecimento, sistemas de informação, edifícios e construções, ferramentas e utensílios, etc.

Em termos das principais rubricas de investimento, observa-se que embora a rede de distribuição e as conversões e reconversões concentrem montantes de relevo (21,6% e 20,9%, respetivamente), é a rubrica “Outros” que apresenta maior expressão (46,4%).

É nesta rubrica, que apresenta um total de investimento de 16,6 M€ ao longo dos cinco anos de abrangência do PDIRD-GN 2018, onde se concentram as principais diferenças face ao investimento aprovado com a atribuição das 18 licenças.

O ORD agrega nesta rubrica os investimentos relativos a i) edifícios e construções, ii) sistemas de informação, iii) angariação de novos P.A., iv) ferramentas e utensílios e v) contadores, a serem concretizados nestes 18 novos polos. No entanto, a análise das justificações apresentadas na proposta de PDIRD-GN 2018 da Sonorgás não permite fundamentar um tal volume de investimento, nem o seu enquadramento em custos eficientes, razão pela qual a ERSE recomenda ao Estado concedente que não aprove este investimento adicional ao já previsto nas licenças que foram atribuídas. Sendo natural que algum deste investimento seja necessário, o ORD deverá apresentar melhor fundamentação para a sua necessidade inequívoca e o seu enquadramento em custos eficientes, na próxima edição da proposta de PDIRD-GN.

Por outro lado, a proposta de PDIRD-GN 2018 da Sonorgás para os 18 novos polos é decomposta em dois “projetos de expansão”:

- i. “Obrigações contratuais previstas nas respetivas licenças”, onde se concentram os investimentos previstos no processo de concurso;
- ii. “Expansão de rede nos polos novos”, onde introduzem a construção de mais 29 km de rede (mais 1,8 M€) e de 4 novas UAG (acréscimo de investimento de 2,2 M€, inclui a realocização de uma UAG de Vila Flor para Valpaços) em cinco dos 18 polos novos e alteram o pressuposto do “número de clientes por ramal” (que passa de 4 para 2,5 clientes por ramal).

Na análise realizada pela ERSE não foi encontrada fundamentação que justifique a introdução deste “projeto de expansão” adicional denominado “Expansão de rede nos polos novos”, com o valor de 4 M€, pelo que a ERSE recomenda a sua não aprovação pelo Estado concedente.

Adicionalmente, a Sonorgás refere que “nas obrigações contratuais das novas licenças estavam refletidas 2 UAG’s em Vila Flor, onde estava prevista a angariação de dois pontos de abastecimento de grande consumo. No entanto, os dois pontos a angariar encontram-se hoje em PER (Programa Especial de Revitalização)”. Em resultado desta situação de inexistência desses dois consumidores que justificavam o investimento no polo de consumo de Vila Flor, a Sonorgás propõe-se agora transferir para o polo de Valpaços uma das duas UAG previstas na licença para o polo de Vila Flor, ao abrigo do projeto de expansão adicional em Valpaços e sem fundamentar claramente, como já foi referido, qual o aumento de consumo que esta nova UAG no polo de Valpaços irá responder.

Assim, a ERSE recomenda que o Estado concedente aprove a alteração de redução de investimento proposto para o polo de Vila Flor, já que o ORD verificou não existir consumo que justifique a existência de uma segunda UAG nesse polo de consumo. Só com a redução de investimento referida será possível assegurar aos consumidores de gás natural que, neste caso concreto, estes não estão a pagar investimentos supérfluos em infraestruturas do SNGN.

Por sua vez, como já referido, a ERSE recomenda ao Estado concedente que não aprove o aumento de investimento previsto para o polo de consumo de Valpaços face ao que foi considerado no processo de concurso de atribuição da respetiva licença.

#### 3.3.4 PROPOSTA DE PDIRD-GN 2018 DA TAGUSGÁS

A Figura 3-15 apresenta a evolução do investimento realizado e proposto pela Tagusgás para o período compreendido entre 2010 e 2023. O investimento total da proposta de PDIRD-GN 2018 deste ORD é de 14,9 M€.

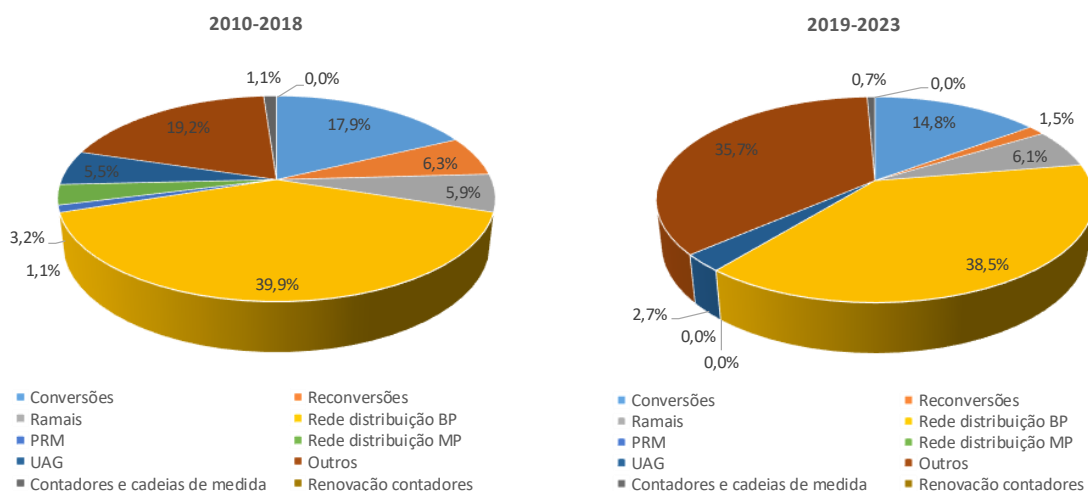
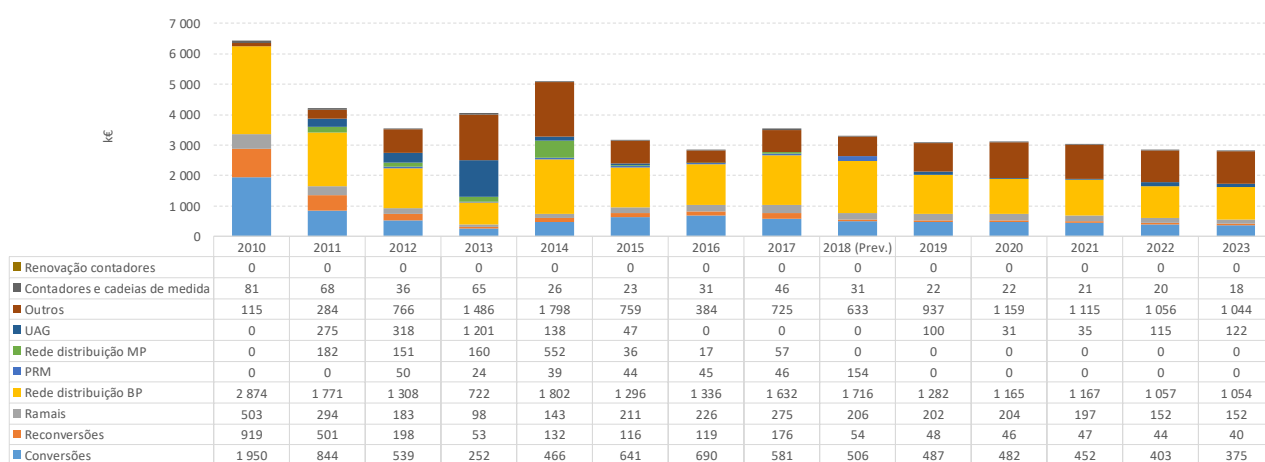
O investimento realizado para a Tagusgás registou um decréscimo de 2010 até 2012, seguido de um aumento do investimento em 2013 e 2014. Em 2013 esse aumento resultou do investimento realizado em UAG e sistemas de informação, enquanto em 2014 verificou-se um maior investimento em construção de redes e em terrenos e edifícios. Em 2015 e 2016 o investimento retomou os níveis de 2012. O período de 2019 a 2023 caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio do investimento proposto em torno dos 3,0 M€.

Em termos globais, o investimento da Tagusgás previsto na proposta de PDIRD-GN 2018 corresponde a uma redução de 5,8% relativamente ao exercício do PDIRD-GN 2016, o qual representava por sua vez um aumento de 38,2% relativamente ao exercício de PDIRD-GN anterior. Salienta-se que contribui para esta redução o facto de a Tagusgás manter estabilizado o montante associado à categoria “Outros investimentos”.

De referir que na proposta de PDIRD-GN 2018 “A Tagusgás procura manter a expansão de redes com o objetivo de ligar o maior número de concelhos e consumidores, sempre e quando a operação se enquadre positivamente na relação custo-benefício para o sistema. Neste momento são abastecidos pela Tagusgás 55% dos concelhos existentes na área de concessão e a evolução deste indicador carece de uma coordenação com o desenvolvimento empresarial da região. O investimento é priorizado em função do

maior retorno que traz ao sistema, suportado pelo fortalecimento da competitividade das empresas nacionais permitindo-lhes o acesso a uma melhor fonte de energia, o gás natural.”

Figura 3-15 - Síntese do investimento realizado/ proposto para a Tagusgás, para o horizonte temporal de 2010 a 2023



Fonte: Tagusgás

De uma forma geral, as rubricas de expansão de negócio (i.e. construção de redes e ligações de clientes) destacam-se como as de maior investimento. O desenvolvimento de redes de distribuição e a ligação de clientes constitui mais de 66% do investimento na concessão para o período de 2019 a 2023. De destacar a previsão de ampliações em UAGs já existentes.

A Tagusgás, na sua proposta, destaca o investimento em sistemas de informação que incluem, para além de mecanismos de controlo de informação e processos internos de gestão da atividade, novos fluxos de comunicação nos processos de mudança de comercializador, no sentido de “garantir os desenvolvimentos

e a flexibilidade necessários ao acompanhamento da evolução do mercado e da regulação”. Os investimentos ao nível dos sistemas de informação representam cerca de 7% do total do investimento no período de 2019 a 2023.

Salienta-se finalmente o peso do investimento da categoria “Outros”, com um peso aproximado de 36%.

De acordo com este ORD, a desagregação do investimento nas suas principais rubricas faz salientar:

- O acréscimo de 5 175 clientes a ligar, e de 102,6 km de rede
- O desenvolvimento e adaptação de sistemas de informação e processos internos de gestão da atividade, ações de melhoria em infraestruturas existentes, nomeadamente na UAG do Relvão e possível ampliação da UAG de Alpiarça.
- Viaturas, equipamento técnico e administrativo, estudos e pilotos para a área da inovação, projetos que reforcem a sustentabilidade do mercado de gás natural, incidindo sobre os mecanismos de controlo do consumo de energia e energias alternativas

É ainda de realçar, que a Tagusgás, apesar de apresentar uma redução do total de investimento na sua proposta de PDIRD-GN 2018, apresenta clientes com custos unitários tendencialmente mais elevados, quando se compara com a proposta de PDIRD-GN 2016.

### **3.4 INDICADORES FÍSICOS E ECONÓMICOS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

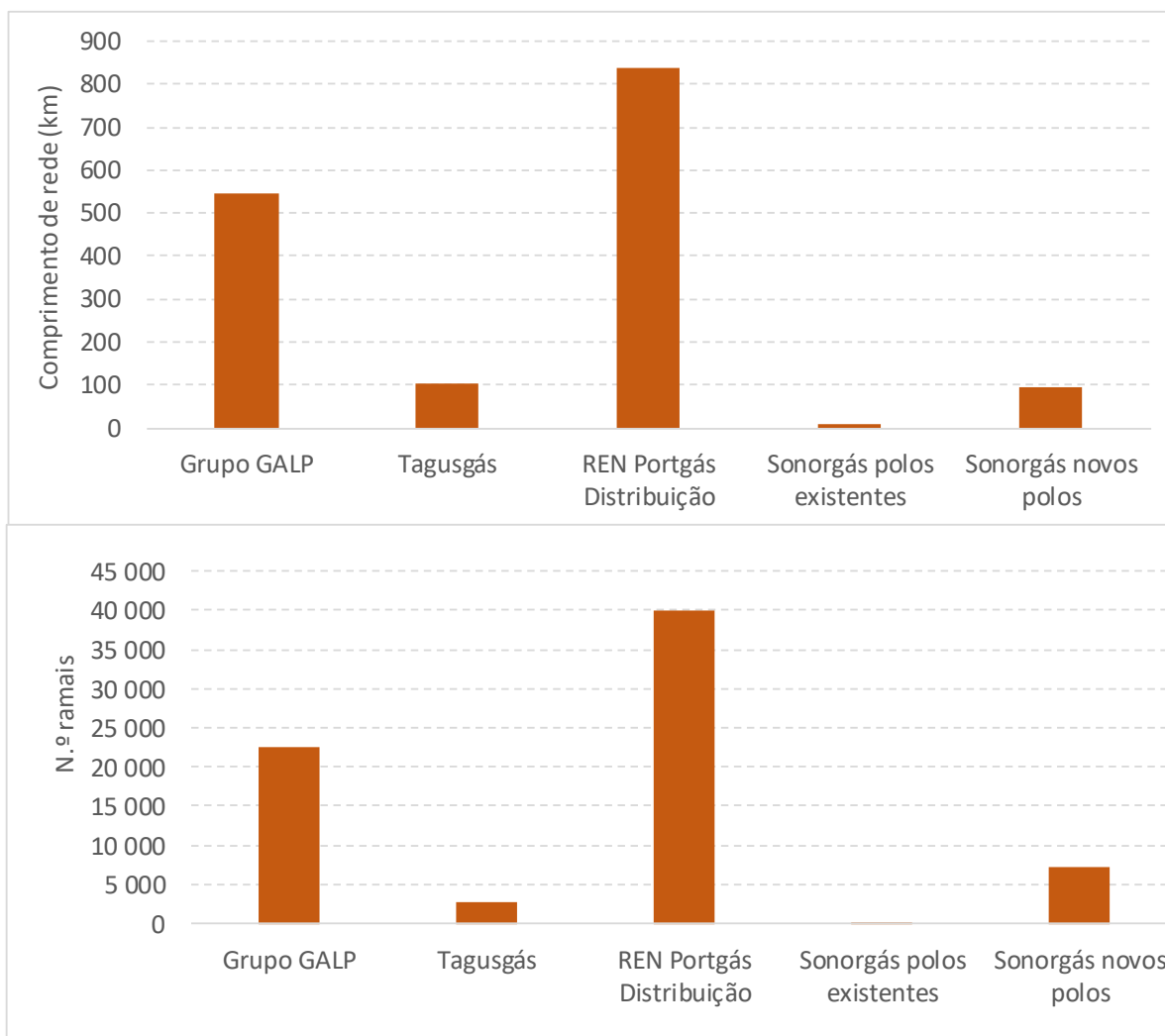
#### **3.4.1 CARACTERIZAÇÃO DAS INTERVENÇÕES APRESENTADAS NAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2018**

Apresentadas as propostas de PDIRD-GN 2018 no que respeita a montantes de investimento, importa agora caracterizar as intervenções propriamente ditas, nomeadamente ao nível das rubricas mais relevantes de investimento referidas nos pontos anteriores, designadamente rede primária, rede secundária, ramais, conversões e reconversões, contadores/cadeias de medida e UAG.

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 224,2 milhões de euros, ou seja, 88,0% do investimento em infraestruturas (operadores e instalações de utilização dos consumidores).

A Figura 3-16 caracteriza o investimento em rede secundária e ramais, apresentadas nas onze propostas de PDIRD-GN 2018.

Figura 3-16 - Infraestruturas de rede novas (rede secundária e ramais) apresentadas nas propostas de PDIRD-GN 2018

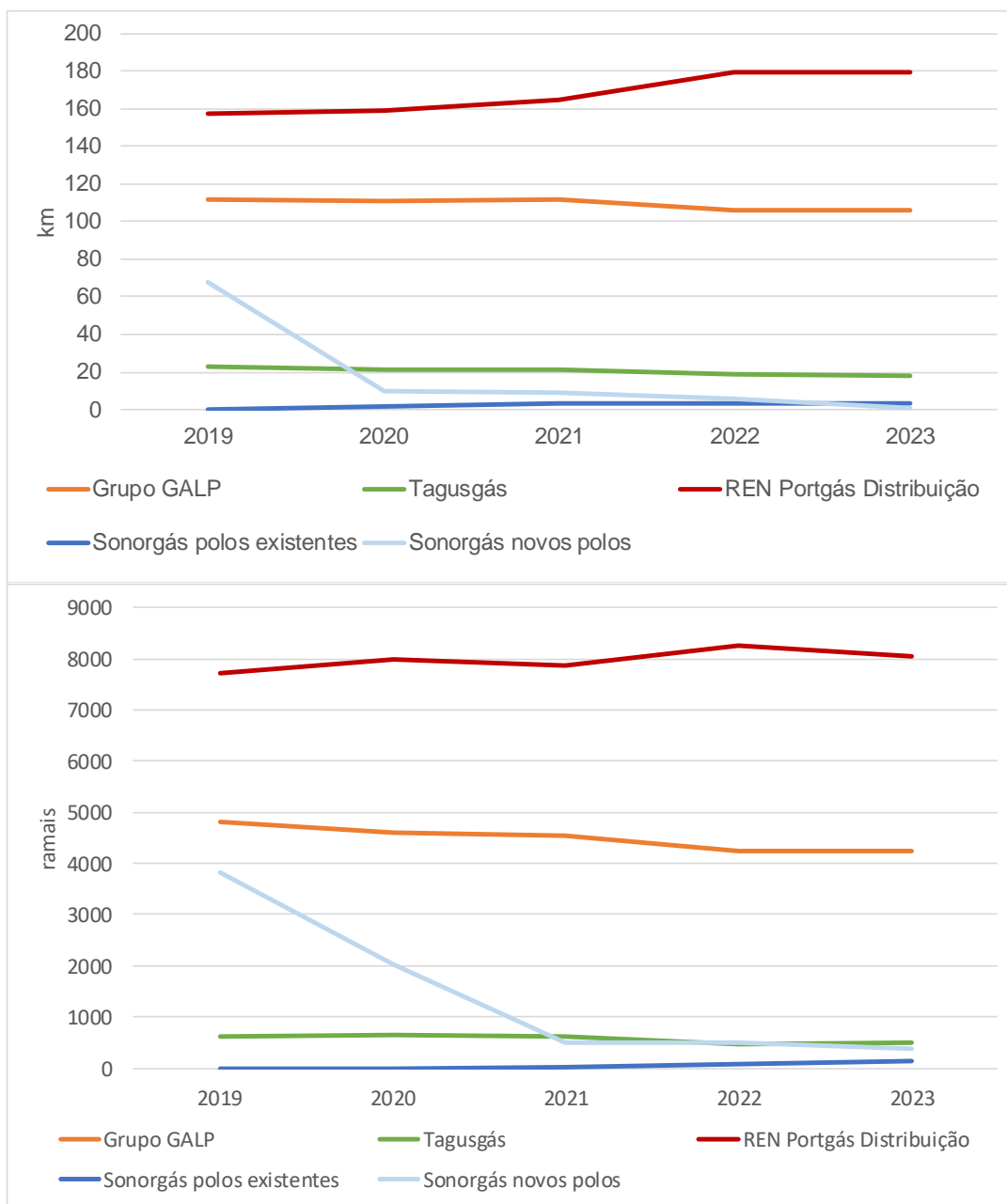


Fonte: Grupo GALP, REN Portugal Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

Observa-se na figura anterior que as previsões de construção de rede secundária e ramais são bastante superiores para a REN Portugal Distribuição e para o conjunto de ORD do grupo Galp do que as apresentadas pela Tagusgás e Sonorgás (polos existentes), refletindo-se, desta forma, as proporções dos montantes de investimento apresentados nas propostas de PDIRD-GN 2018 (Quadro 3-1). É de notar, no entanto, a dimensão apresentada pelos 18 novos polos da Sonorgás, comparativamente com a Tagusgás por exemplo.

A Figura 3-17 apresenta a desagregação da construção de rede secundária e ramais pelos anos abrangidos nas propostas de PDIRD-GN 2018, discriminando as propostas apresentadas pelos 4 Grupos empresariais.

**Figura 3-17 - Desenvolvimento das infraestruturas de rede (rede secundária e ramais), contempladas nas propostas de PDIRD-GN 2018, com desagregação anual de 2019 a 2023**



Fonte: Grupo GALP, REN Portugal Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

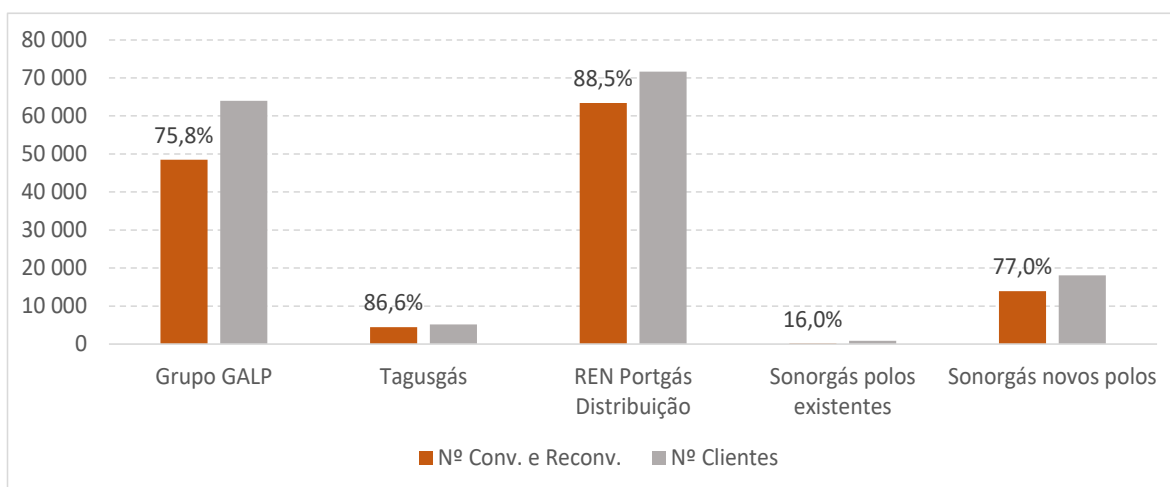
Observa-se na figura anterior que a construção anual de rede secundária e ramais das propostas de PDIRD-GN dos ORD do grupo Galp decresce gradualmente ao longo do horizonte temporal do plano. A proposta



da REN Portgás Distribuição apresenta, em contrapartida, um crescimento quase contínuo, com um investimento total e um comprimento de rede mais elevado. O nível de construção de rede secundária e de ramais é sensivelmente constante nos restantes quatro anos do quinquénio. A Tagusgás e a Sonorgás (polos existentes) repartem a construção de rede secundária e ramais de uma forma aproximadamente constante ao longo dos cinco anos das respetivas propostas de PDIRD-GN 2018. A Sonorgás (novos polos) prevê concentrar a maioria da construção da rede entre 2019 e 2020, enquanto a construção de ramais é mais intensa em 2019 e 2020.

A Figura-3-18 caracteriza o investimento no que respeita a conversões/reconversões, apresentadas nas onze propostas de PDIRD-GN 2018, fazendo uma comparação, em valor absoluto e em percentagem, com o número de consumidores previsivelmente angariados pelos operadores, conforme as estimativas apresentadas nas referidas propostas.

**Figura-3-18 – Intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões, em N.º e %) e número de consumidores ligados, conforme as propostas de PDIRD-GN 2018**



Fonte: Grupo GALP, REN Portgás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

Da figura anterior importa reter os seguintes aspetos:

- O número de intervenções previstas pelos ORD, apresentadas nas propostas de PDIRD-GN 2018, reflete a dimensão dos montantes de investimento apresentados nas sínteses de investimento das empresas, sendo bastante superior para a REN Portgás Distribuição e para o conjunto dos ORD do grupo Galp quando comparado com o apresentado pela Tagusgás e Sonorgás.
- À semelhança do que tem acontecido no passado, os ORD preveem realizar conversões/reconversões para um número significativo dos novos consumidores que estimam ligar

no decurso do horizonte temporal das propostas de PDIRD-GN. Este paradigma é bastante expressivo em todas as propostas de PDIRD-GN 2018, prevendo o Grupo Galp, a REN Portgás Distribuição, a Sonorgás (novos polos) e a Tagusgás intervencionar, respetivamente, 75,8%, 88,5%, 77,0% e 86,6% dos consumidores previsivelmente angariados no horizonte temporal dos planos.

### 3.4.2 CUSTOS UNITÁRIOS DO INVESTIMENTO

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

#### 3.4.2.1 REDE SECUNDÁRIA E RAMAIS

No que respeita à rede secundária, o custo unitário é apresentado em euros por metro linear de rede construída (€/m.l.). O custo unitário 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.

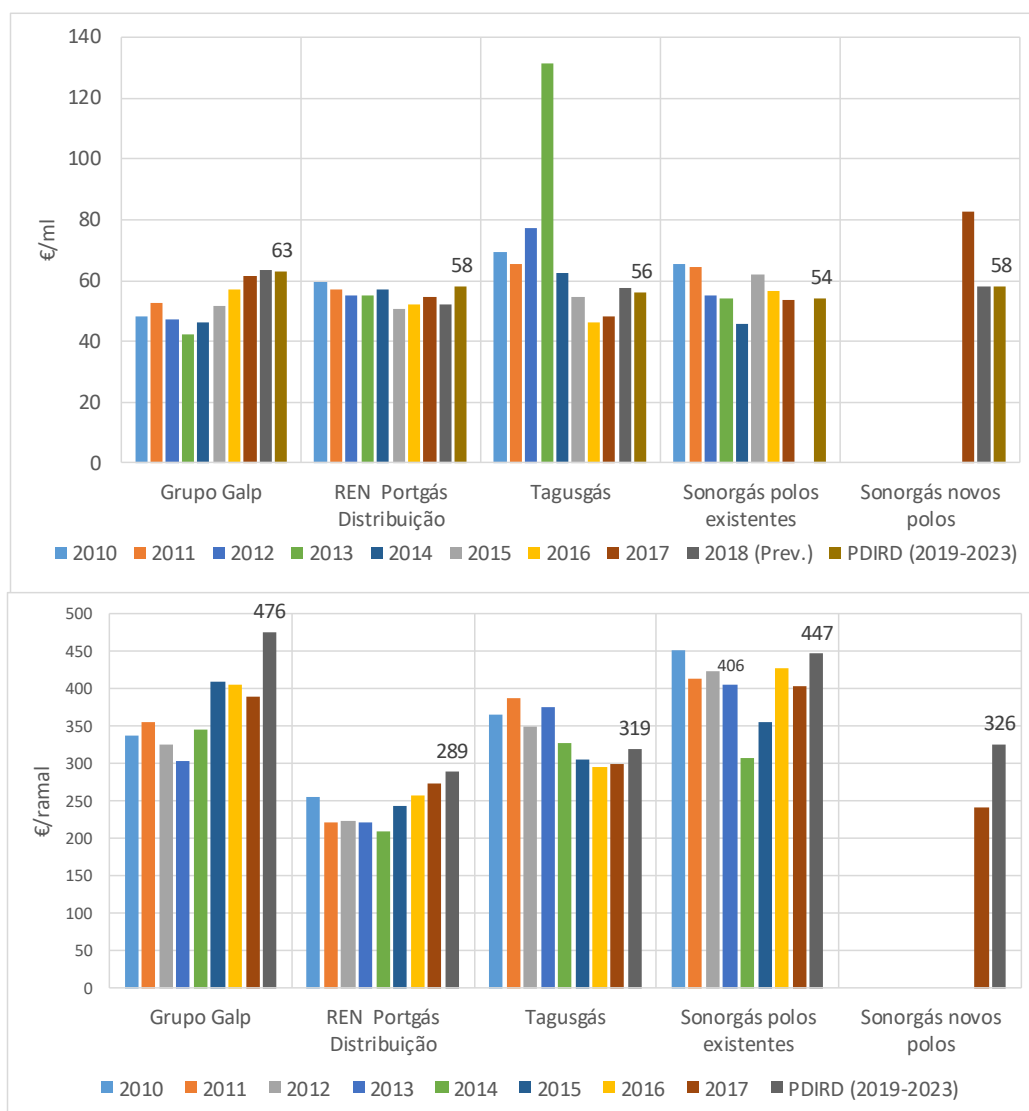
O custo unitário da rede secundária pode apresentar valores baixos (e.g. 10 €/m.l.) se tratar de redes em urbanizações nas quais os promotores (em fase de loteamento) suportam uma parcela muito significativa do custo de construção ou valores elevados (e.g. 85 €/m.l.) como nos exemplos de renovações de rede e implantações em zonas sensíveis. De acordo com os relatórios de execução de 2017, o custo unitário da rede secundária apresentado pelas empresas variou entre 45 €/m.l. e 95 €/m.l.. Por sua vez o custo médio nacional da rede secundária, de acordo com os relatórios de execução foi de 53 €/m.l., sendo representativo do custo de uma rede com poucos condicionamentos. Para os “pontos especiais”, normalmente pouco frequentes, não existem valores definidos.

Para os ramais, de acordo com os relatórios de execução de 2017, os custos unitários dependem fundamentalmente das distâncias dos ramais. O custo unitário médio variou entre 273 €/unid. e

443 €/unid. O custo médio nacional foi de 370 €/unid, sendo este valor representativo da distância média de um ramal.

A Figura 3-19 apresenta a evolução dos custos unitários de construção de rede secundária e ramais, para o conjunto de ORD do grupo Galp, para a REN Portgás Distribuição, para a Tagusgás e para a Sonorgás. A evolução apresentada na Figura 3-19 inclui os custos reais reportados à ERSE nos relatórios de execução dos anos 2010 a 2017, bem como o valor médio dos custos apresentados pelos ORD nas onze propostas de PDIRD-GN 2018 a que este Parecer diz respeito.

Figura 3-19 - Evolução dos custos unitários de construção de rede secundária e ramais, conforme os relatórios de execução dos anos 2010 a 2017 e as propostas de PDIRD-GN 2018



Fonte: Grupo GALP, REN Portgás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

A análise da figura anterior merece os seguintes comentários:

- Os valores do custo do metro linear de rede são semelhantes nas propostas de todos os ORD, embora o Grupo Galp um valor 10% mais alto que os restantes.
- Relativamente às propostas de PDIRD-GN 2018 os operadores das redes de distribuição propõem custos unitários para a construção de ramais superiores aos valores verificados nas execuções dos anos anteriores.
- A Sonorgás não poderá ultrapassar os custos unitários estabelecidos nas licenças atribuídas para os novos polos.
- É de referir que nas propostas de PDIRD-GN 2018 a construção de rede de distribuição e de ramais representa um total de 45% do investimento global.

#### 3.4.2.2 CONVERSÕES/RECONVERSÕES

O custo suportado pelos operadores das redes de distribuição com as intervenções nas instalações de utilização dos consumidores (conversões/reconversões) tem representado uma parcela elevada nas execuções orçamentais desde 2010 a 2017. Com efeito, nos últimos relatórios de execução os custos reais com conversões/reconversões representaram 44% (2012 e 2013), 39% (2014), 29% (2015) e 23% (2017) do montante global investido nas redes de distribuição de gás natural a nível nacional.

No que respeita às propostas de PDIRD-GN 2018 às quais este Parecer diz respeito, o custo global previsto para conversões/reconversões representa 35% do investimento em infraestruturação e 23% do investimento global.

A ERSE assinala que os preços regulados previstos no RRC, que limitam a comparticipação que as empresas recebem nestas intervenções, podem vir a ser alterados por decisão da ERSE, mesmo após a aprovação destas propostas de PDIRD-GN 2018

#### 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, adotado 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 de referência considerados no cálculo dos custos com a integração de polos de consumo existentes tendo ainda estabelecido critérios de elegibilidade para a aceitação destes custos.

Tendo em conta o exposto, nos termos do n.º 3 do artigo n.º 181 do RRC anexo ao Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril, 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 as instalações dos consumidores sejam servidas por redes de distribuição utilizadas para veicular outros gases combustíveis, ficando as intervenções do operador limitadas à adaptação dos aparelhos de queima existentes nas instalações à data da integração do polo de consumo em que se inserem.

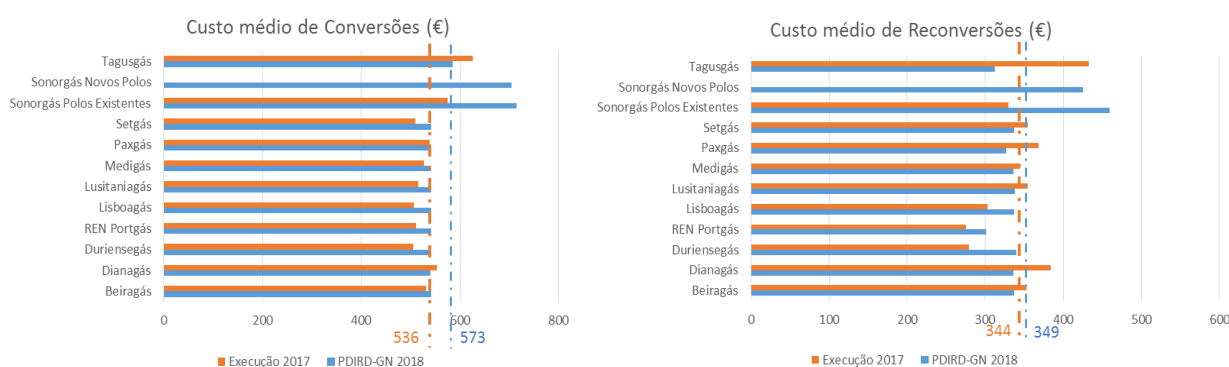
- Nas situações em que as instalações dos consumidores não sejam servidas por redes de distribuição de gases combustíveis, podendo as intervenções a cargo do operador incidir sobre a conversão das instalações de utilização e adaptação dos aparelhos de queima existentes nas instalações à data da integração do polo de consumo em que se inserem.

Nos termos do n.º2 do artigo 181.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, os quais são, na situação 2, igualmente afetados por um parâmetro de eficiência económica.

### CUSTOS UNITÁRIOS, CUSTOS DE REFERÊNCIA FIXADOS E IMPACTE DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA NAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2018

Os custos de referência são publicados anualmente pela ERSE com as tarifas de gás natural e situam-se neste momento e desde 2015 em 570 €/unid. e 337,5 €/unid., respetivamente para as conversões e reconversões. Estes valores representam o montante de comparticipação máximo para a intervenção dos operadores na construção/adaptação de instalações de utilização dos consumidores, sendo ainda utilizados fatores de eficiência (de 0 a 5%) que têm em conta a evolução entre anos consecutivos dos custos unitários dos ORD nesta tipologia.

Figura -3-20 – Custos unitários em 2017 e nas propostas de PDIRD-GN 2018



Fonte: Grupo GALP, REN Portgás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

A Figura anterior apresenta os custos médios unitários de conversões e reconversões verificados em 2017, bem como os constantes nas propostas de PDIRD-GN 2018. Os valores aceites nos custos dos ORD para conversões e reconversões, estão sujeitos a fatores de eficiência, sendo os valores máximos para o ano gás

2019/2020, respetivamente, 337,50 e 570,00 €. A análise da figura anterior permite constatar os seguintes aspetos:

- Os custos médios unitários de conversões, apurados nas propostas de PDIRD-GN 2018, situam-se ligeiramente acima dos custos de referência aceites para comparticipação dos operadores na construção das instalações de utilização dos consumidores. No que diz respeito às reconversões os valores das propostas de PDIRD-GN 2018 encontram-se 3,4% acima do custo máximo aceite e 5,7% acima do custo médio verificado em 2017.
- Os valores propostos pela Sonorgás (polos existentes e novos polos) encontram-se acima dos custos unitários de referência para conversões e reconversões definidos pela ERSE. Este ORD deverá cumprir os custos unitários estabelecidos nas licenças atribuídas para os novos polos.

A ERSE sublinha que numa primeira observação parece ser pouco razoável as taxas de intervenção apresentadas por alguns ORD, os quais estimam compartilhar valores percentuais muito elevados dos consumidores ligados às redes no período de 2019 a 2023. A regulamentação em vigor define quais as situações elegíveis para aceitação de custos em conversões e reconversões.

### 3.4.3 APRECIÇÃO SUMÁRIA E COMENTÁRIOS AO INVESTIMENTO PROPOSTO

A proposta de PDIRD-GN da REN Portgás Distribuição totaliza 129 milhões de euros, ou seja, 42,1% de todo o investimento proposto para a RNDGN nas onze propostas submetidas pelos ORD para o período de 2019 a 2023 e apresentando-se como a proposta com o montante mais elevado dos diversos grupos empresariais. Esta proposta apresenta um crescimento de 17,4% relativamente à proposta de PDIRD-GN anterior.

Este dado reflete o posicionamento da REN Portgás Distribuição relativamente ao investimento na sua área de concessão. Este ORD refere explicitamente na sua proposta de PDIRD-GN 2018 a intenção de manter o investimento na expansão das suas redes, enumerando o conjunto de objetivos a atingir (taxas anuais de crescimento de clientes (4%), de energia (1,9%) e da infraestrutura (3%), manter como prioridade o esforço de densificação por km de rede (86 PA/km em 2023), continuação do investimento no concelho de Caminha, em fase de maturidade e início do investimento em 2021 em Paredes de Coura), sem dispensar uma análise de viabilidade económica.

No caso dos ORD do grupo Galp, as suas propostas apresentam um valor acumulado de 40,8% do investimento global das propostas de PDIRD-GN 2018 e apresentam também um acréscimo de 14% no

investimento relativamente às propostas do PDIRD-GN anterior. 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 propõem um investimento de 125,2 milhões de euros, um pouco abaixo do montante proposto pela REN Portgás Distribuição.

De acordo com este conjunto de ORD (grupo Galp), o nível de investimento anual previsto nas respetivas propostas de PDIRD-GN resulta das decisões estratégicas definidas pelas empresas. Esta orientação, norteadas por princípios de racionalidade do investimento e de prudência está condicionada por diversos riscos de mudança (condições de mercado, regulamentares, técnicas). Em consequência a empresa privilegia a orientação do esforço de investimento para concelhos já gaseificados ou próximos da rede de distribuição existente, reforçando a rentabilização do investimento estruturante em infraestruturas realizado no passado para ligação à RNDGN. Com pequenas exceções como são os exemplos dos concelhos de Sobral de Monte Agraço e Arruda dos Vinhos, esta orientação estratégica traduz-se fundamentalmente na construção de pequenas extensões de redes construídas ou a construir sobre a rede de distribuição já em serviço para ligar novos clientes de gás natural, especialmente em BP.

O critério de análise utilizado pelos operadores das redes de distribuição do grupo Galp é o TOTEX. Os ORD do grupo Galp constata nas suas propostas de PDIRD-GN 2018 que o valor proposto de investimento anual é inferior à redução anual do RAB, induzindo em consequência uma redução da tarifa de acesso às redes de distribuição. Entre os oito ORD este racional conduz apesar de tudo a um acréscimo de investimento relativamente às propostas de PDIRD-GN anteriores em todos os ORD do grupo empresarial.

A Tagusgás e a Sonorgás (polos existentes e novos polos) apresentaram propostas de PDIRD-GN 2018 com montantes de 14,9 e 37,5 milhões de euros, respetivamente, refletindo ambas uma redução importante do investimento previsto para os próximos anos quando comparados as execuções orçamentais de 2010 a 2017 (na Sonorgás apenas no caso dos polos existentes).

A Sonorgás refere, que no âmbito das cláusulas das licenças que lhe foram atribuídas, assumiu compromissos mínimos de desenvolvimento, os quais conjugados com o cumprimento dos regulamentos, nomeadamente o conjunto de regras e obrigações previstas no RRC, a obrigam a efetuar investimentos associados à ligação de clientes.

Para tal, elaborou estudos para os investimentos em cada um dos polos de consumo (projeto de investimento) a realizar no período correspondente à sua proposta de PDIRD-GN 2018 os quais seguiram



a orientação dos seguintes indicadores ou critérios objetivos de seleção, que deverão atingir valores limite sob pena de não se realizar o investimento:

- Custos específicos de construção de rede secundária e ramais, conversões e reconversões, contadores e redutores: valores unitários médios, que correspondem aos valores obtidos no último concurso público, sendo os preços de mercado obtidos pela Sonorgás, tendo em consideração a região geográfica onde se inserem as suas licenças.
- Indicador de investimento por ponto de ligação adicional, inferior a 3,50 k€/cliente em 5 anos incluindo benefícios económicos e sociais;
- Indicador de extensão de rede por ponto de ligação adicional, inferior a 30 m/cliente;
- Indicador da quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional, superior a 2,2 MWh/cliente no final de 2023;
- Indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede, inferior a 100 €/MWh, medido para o período em análise 2019-23.
- Ponto de abastecimento adicional por ramal nas situações em que a construção de 1 ramal criar pelo menos 2 pontos de abastecimento adicionais

Refere-se, no entanto que os valores dos critérios limite resultantes dos estudos realizados, deveriam ser justificados.

A Tagusgás, por seu lado, apresenta na sua proposta de PDIRD-GN 2018 uma redução do investimento de 6% relativamente à proposta de PDIRD-GN anterior.

A Tagusgás refere na sua proposta de PDIRD-GN 2018, que desenvolve a sua atividade de investimento suportada por critérios de adequação, proporcionalidade e racionalidade económica. Nessa medida os projetos são avaliados individualmente através do indicador VAL e da relação custo/benefício direto de cada um. Como resultado desta análise os investimentos são priorizados em função dos contributos para o sistema de gás natural.

De acordo com este ORD o potencial da área de concessão da Tagusgás é elevado e a experiência da Tagusgás mostra que após a infraestruturização aparecem regularmente clientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> que contribuem significativamente para a rentabilização dos investimentos. Nessa medida existem concelhos onde o investimento não tem inicialmente impacto positivo para o sistema mas

cujo desenvolvimento, na perspetiva da Tagusgás justifica o investimento na construção da rede de distribuição e posterior saturação.

No Quadro seguinte apresentam-se um resumo dos diversos investimentos constantes das propostas de PDIRD-GN 2018, separados pelas três componentes “Investimento em ligação de clientes”, “Outros Investimentos em infraestruturas” e “Investimentos em outras atividades”. Esta última componente, onde se incluem os sistemas de informação e transportes, apresentam valores percentuais com algum peso.

**Quadro 3-2 - Resumo dos investimentos das propostas de PDIRD-GN 2018**

ORD P.A. Km rede	Investimento total (M€)		PDIRD-GN 2019-2023		
	PDIRD-GN 2017-2021	PDIRD-GN 2019-2023	Investimento DN - Ligação de clientes	Outros Investimentos em Infraestruturas	Investimento em Outras Atividades
<b>Lisboagás</b> 531 537 4 474	41,6	49,7	- 51,5% Inv. - 22 597 P.A. - 165 km rede - 3.710 ramais	- 21,1% Inv. - Regularização das servidões - Renovação de redes e ramais (Concelho de Lisboa e concelhos contíguos, segurança e de integração com as redes de construção recente)	- 27,5% Inv. - renovação de contadores - reposição de equipamentos de monitorização ou segurança - upgrade da base cartográfica - renovação da frota de viaturas
<b>Lusitaniagás</b> 223 688 3 503	32,6	34,8	- 70,3% Inv. - 18 885 P.A. - 171 km - 9.476 ramais	- 7,3% Inv. - Regularização das servidões - Rede primária (anelagem e reestruturação nos concelhos da Figueira da Foz, Soure e Montemor-o-Velho, prevista no PDIRD-GN anterior).	- 22,5% Inv. - renovação de contadores - reposição de equipamentos de monitorização ou segurança - upgrade da base cartográfica - renovação da frota de viaturas
<b>Setgás</b> 167 986 2 170	19,1	21,0	- 65,3% Inv. - 11 946 P.A. - 110 km - 5.040 ramais	- 5,3% Inv. - Expansão do SCADA (novas UTRs) - Regularização das servidões	- 29,4% Inv. - renovação de contadores - reposição de equipamentos de monitorização ou segurança - upgrade da base cartográfica - renovação da frota de viaturas
<b>Ren Portgás</b> 352 786 5 264	109,9	129,0	- 79,9% Inv. - 72 000 P.A. - 819 km de rede - 38 777 Ramais	- 8,1% Inv. - Reestruturação e resiliência da rede - Alargar progressivamente smart meter para BP> - Projeto de Abastecimento de Paredes de Coura - Projeto Vila Nova de Cerveira - Caminha	- 12,1% Inv. - renovação de contadores - sistemas de informação - edifícios - equipamento de transporte
<b>Tagusgás</b> 37 509 966	15,8	14,9	- 66,4% Inv. - 5 175 P.A. - 102,6 km rede - 2842 ramais	- 24,5% Inv. - Melhoria em infraestruturas existentes (UAG do Relvão) - Ampliação da UAG de Alpiarça	- 9,1% Inv. - Sistemas de informação - Viaturas - Equipamento técnico e administrativo - Estudos e pilotos para a área da inovação - Projetos de eficiência energética e energias alternativas
<b>Sonorgás</b> 16 337 341	38,8	37,5	- 51,7% Inv. - 18 958 P.A. - 104 km de rede - 9 novas UAG's - 7940 Ramais		- 48,3% Inv. - Contadores - Angariação de novos P.A. - Sistemas de informação - Edifícios e construções, - Ferramentas e utensílios

Quadro 3-3 - Resumo dos investimentos das propostas de PDIRD-GN 2018 (cont)

ORD P.A. Km rede	Investimento total (M€)		PDIRD-GN 2019-2023		
	PDIRD-GN 2017-2021	PDIRD-GN 2019-2023	Investimento DN - Ligação de clientes	Outros Investimentos em Infraestruturas	Investimento em Outras Atividades
<b>Beiragás</b> 53 773 841	7,5	8,5	- 69,8% Inv. - 4 790 P.A. - 47 km rede - 1.699 ramais	- 9,6% Inv. -Anelagem e reestruturação de rede (segurança de abastecimento e a qualidade de serviço) -regularização das servidões	- 20,5% Inv. - renovação de contadores - reposição de equipamentos de monitorização ou segurança - upgrade da base cartográfica - renovação da frota de viaturas
<b>Dianagás</b> 9 981 197	1,7	1,8	- 74,4% Inv. - 960 P.A. - 9 km rede - 794 ramais	-1,7% Inv. - Adequação de rede e ramais	- 23,9% Inv. - renovação de contadores - reposição de equipamentos de monitorização ou segurança - upgrade da base cartográfica - renovação da frota de viaturas
<b>Duriensegás</b> 29 963 476	4,2	5,8	- 59,8% Inv. - 2 461 P.A. - 24 km rede - 1.171 ramais	- 21,6% Inv. - UAG para reforço em Vila Real (hospital e build-up de clientes) - Anelagem e reestruturação de rede - Expansão do SCADA (novas UTRs)	-18,7% Inv. - renovação de contadores - reposição de equipamentos de monitorização ou segurança - upgrade da base cartográfica - renovação da frota de viaturas
<b>Medigás</b> 22 460 267	2,8	3,1	- 74% Inv. - 2 113 P.A. - 19 km rede - 431 ramais	- 10,8% Inv. - reforço de capacidade da UAG de Portimão	- 15,3% Inv. - renovação de contadores - reposição de equipamentos de monitorização ou segurança - upgrade da base cartográfica - renovação da frota de viaturas
<b>Paxgás</b> 6 055 66	0,3	0,4	- 67,4% Inv. - 221 P.A. - 2 km rede - 101 ramais	- 2,6% Inv. - Adequação de rede e ramais (gestão da rede em situações de emergências)	- 30,8% Inv. - renovação de contadores - reposição de equipamentos de monitorização ou segurança - upgrade da base cartográfica - renovação da frota de viaturas

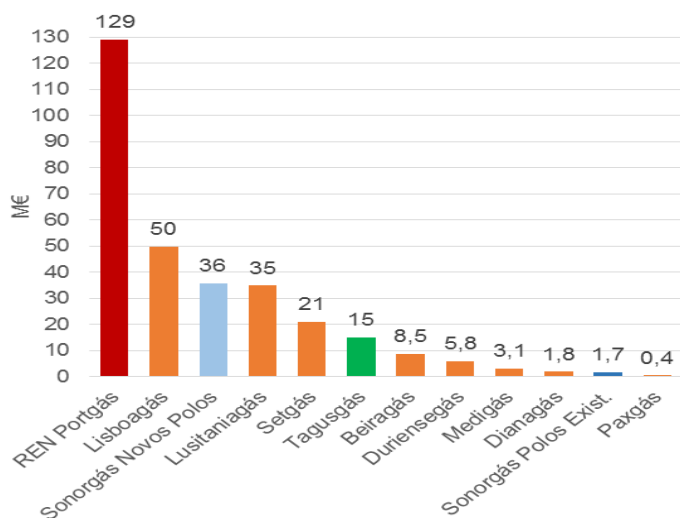
### 3.4.4 INDICADORES DE ANÁLISE GERAL DO INVESTIMENTO

#### 3.4.4.1 INDICADORES PARA O PERÍODO DE 2019 A 2023

No presente capítulo apresentam-se alguns indicadores por ORD, que agregam informação no horizonte a que o PDIRD-GN 2018 diz respeito, de 2019 a 2023.

Na Figura 3-21 apresenta-se, por ORD, informação do investimento total apresentado nas propostas de PDIRD-GN 2018.

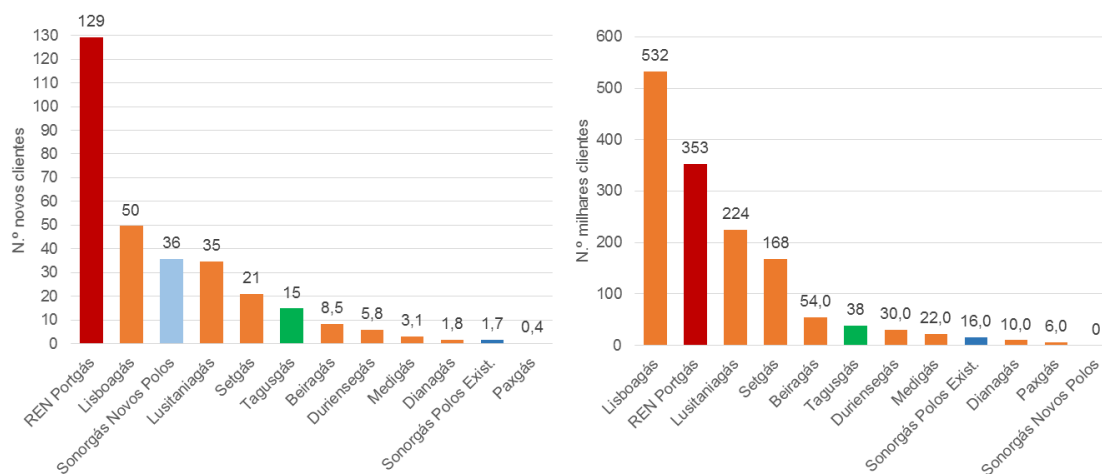
Figura 3-21 - Investimento total previsto por ORD no período 2019-21



Fonte: Grupo GALP, REN Portugal Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

Na Figura 3-22 apresenta-se, por ORD, a informação prevista do número de novos clientes e do número total de clientes no final do horizonte das propostas de PDIRD-GN 2018.

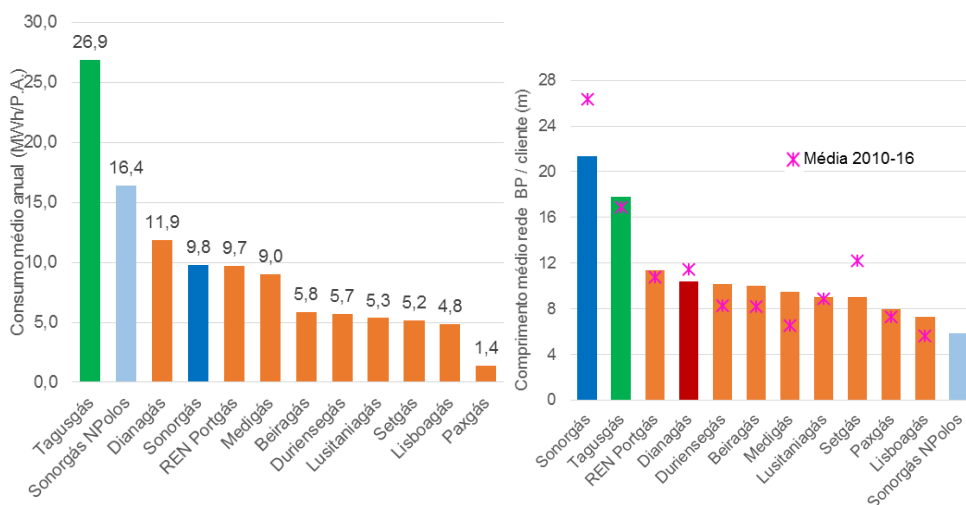
Figura 3-22 - N.º de novos clientes e n.º de clientes totais em 2017 por ORD



Fonte: Grupo GALP, REN Portugal Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

Na Figura 3-23 apresenta-se, por ORD, informação sobre o consumo médio anual e o comprimento de rede de BP dos novos clientes.

Figura 3-23 - Consumo médio anual e comprimento de rede BP de novos clientes



Fonte: Grupo GALP, REN Portugal Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

#### 3.4.4.2 INDICADORES APRESENTADOS PELOS OPERADORES NAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2018

Os operadores das redes de distribuição apresentaram nas propostas de PDIRD-GN 2018 os seguintes indicadores:

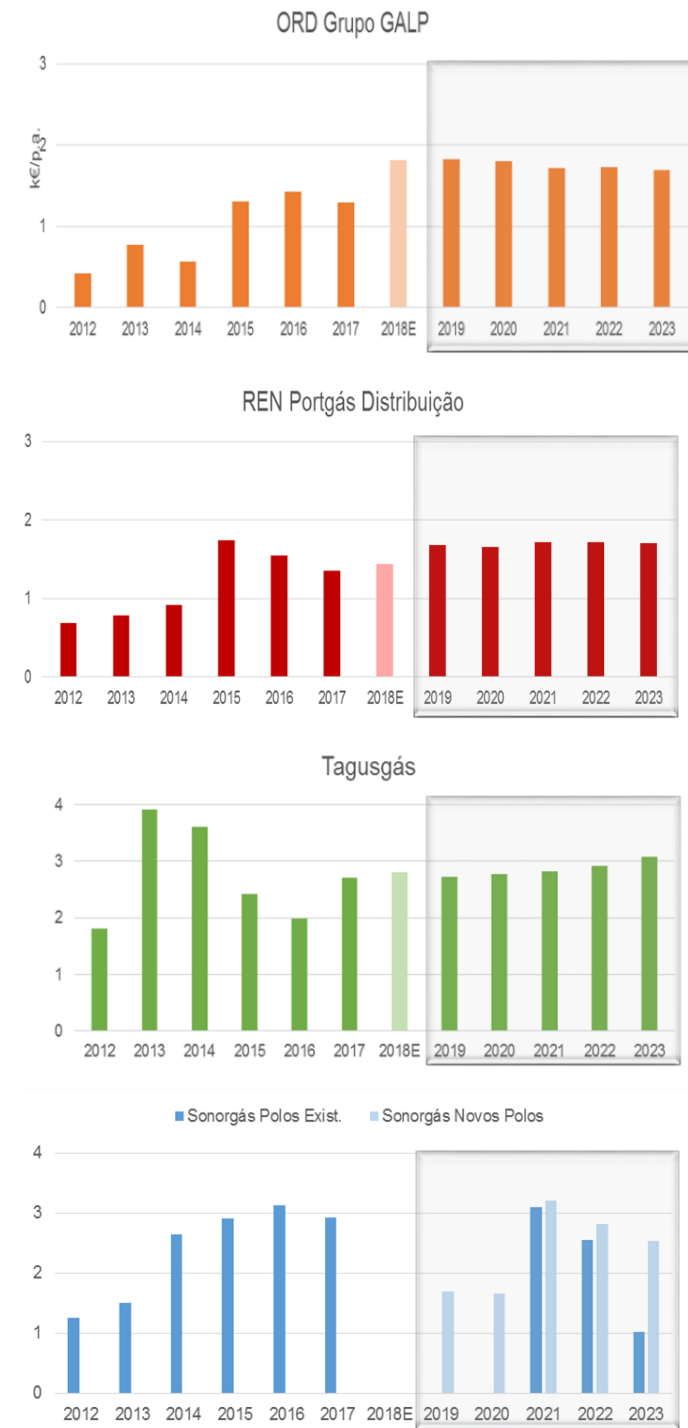
1. Custos unitários de construção de rede secundária e ramais, conforme referidos no ponto 4.1.6.1 do presente Parecer.
2. Indicador de investimento por ponto de ligação adicional, que visa quantificar o custo incremental de um novo consumidor.
3. Indicador de extensão de rede por ponto de ligação adicional, 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 2018 são abordados os indicadores '2' e '4' para os quais se adotaram as seguintes unidades: milhares de euros por ponto de ligação (PA) adicional (k€/PA) e

quantidade adicional de gás natural em base anual, em termos energéticos, veiculado na rede por ponto de ligação adicional (km<sup>3</sup>/PA).

A Figura 3-24 apresenta o indicador investimento por ponto de ligação adicional, em k.€/PA, incluindo o horizonte temporal das propostas de PDIRD-GN 2018 e uma aproximação para os anos 2012 a 2017 obtida a partir do investimento executado em cada um daqueles anos e 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, descontado o montante correspondente aos contadores.

Figura 3-24 - Evolução do indicador investimento por ponto de ligação adicional (k€/PA), para os anos 2012 a 2023



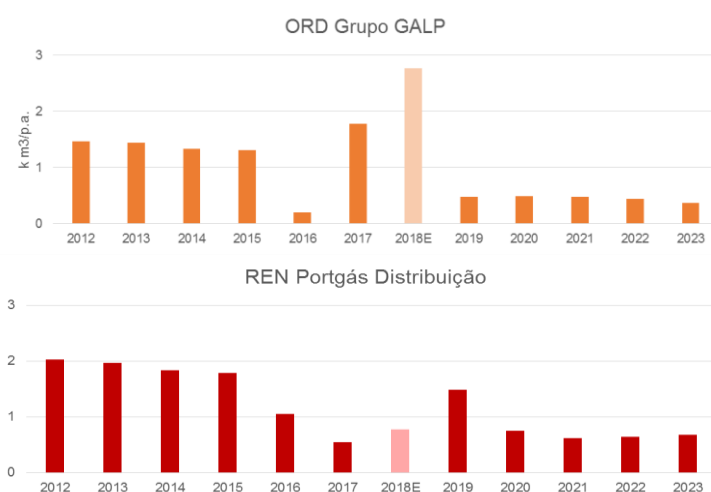
Fonte: Grupo GALP, REN Portgás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

A análise da figura anterior permite apontar algumas conclusões:

- O indicador investimento por ponto de ligação adicional é mais baixo nos casos da REN Portgás Distribuição e do conjunto dos ORD do grupo Galp. Verifica-se que os consumidores adicionais da Tagusgás acarretam um maior investimento unitário, o que se fica a dever a uma maior dispersão dos consumidores daquela concessão embora, como se verifica no indicador seguinte, 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 a 2017, são mais baixos que os apresentados pelos ORD nas suas propostas de PDIRD-GN 2018, para o período 2019 a 2023, o que 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 onde se verifica menor concentração de consumidores.

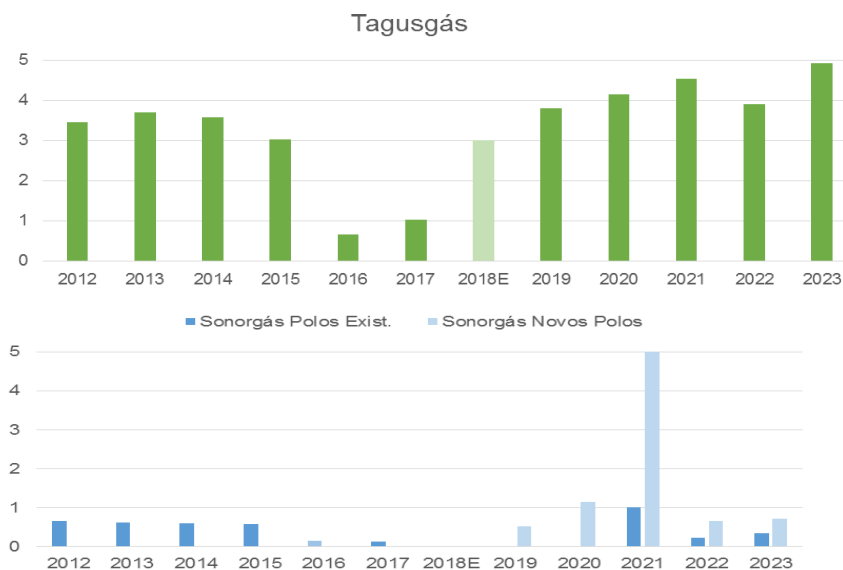
A Figura 3-25 apresenta o indicador de quantidade adicional de gás natural veiculado na rede, em base anual, por ponto de ligação adicional, em (km<sup>3</sup>/PA), incluindo o horizonte temporal das propostas de PDIRD-GN 2018 e uma aproximação para os anos 2012 a 2017 obtida a partir dos volumes incrementais de gás natural veiculado nos anos 2012 a 2017 e os consumidores adicionais integrados na rede nesses mesmos anos<sup>22</sup>.

**Figura 3-25 – Evolução do indicador de quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional (km<sup>3</sup>/PA), para os anos 2012 a 2023**



<sup>22</sup> Assume-se que o consumo de gás natural dos clientes já existentes não se altera.





Fonte: Grupo GALP, REN Portgás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

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-GN 2018. Este aspeto já é notório nos dados apurados para os anos 2012 a 2017, a partir da informação prestada à ERSE sobre investimentos e consumos para esses anos.
- Relativamente às restantes propostas de PDIRD-GN 2018, constata-se que o consumo típico dos novos consumidores, previstos angariar no período dos planos (2019 a 2023), é superior para a REN Portgás Distribuição, seguida do conjunto dos ORD do grupo Galp. No que diz respeito à Sonorgás existe alguma incerteza na informação de consumos apresentada dada a baixa maturidade dos 18 polos licenciados em 2015.

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, obrigada ao cumprimento das condições contratuais das licenças atribuídas pelo Estado concedente. As propostas do conjunto de ORD do grupo Galp e da REN Portgás Distribuição situam-se numa posição intermédia entre a Tagusgás e a Sonorgás, com os ORD do

grupo Galp a registarem um investimento por ponto de abastecimento adicional semelhante ao da REN Portgás Distribuição que no entanto, apresenta clientes potenciais com um maior consumo específico.

A aplicação dos três indicadores referidos anteriormente<sup>23</sup> faz tanto mais sentido quanto mais bem delimitado for o universo de eventuais futuros consumidores abrangidos na determinação desses indicadores, devendo também ser aplicados por projeto de investimento e não somente por área de concessão/licença para poderem possibilitar futuros exercícios de comparação entre o previsto e o executado.

No que respeita a análises de eficiência das propostas de PDIRD-GN 2018, 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 impacte nos proveitos permitidos resultante do incremento do CAPEX e do OPEX resultantes dos cenários apresentados.

#### **COMENTÁRIOS AOS INDICADORES APRESENTADOS PELOS ORD NAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2018**

A ERSE considera que os indicadores apresentados nas propostas de PDIRD-GN 2018 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.

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 2017.

A Sonorgás apresenta o investimento com piores indicadores, refletindo a interioridade das suas licenças de distribuição local e o baixo consumo de cada cliente incremental. Por sua vez, no que diz respeito aos polos existentes, os dados apresentados pela Sonorgás são coerentes com os indicadores apurados para 2012 a 2017.

---

<sup>23</sup> 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.

A REN Portgás Distribuição e o conjunto das empresas do grupo Galp apresentam indicadores para os investimentos das propostas de PDIRD-GN 2018 que refletem realidades intermédias entre as propostas da Sonorgás e da Tagusgás.

O conjunto dos ORD do grupo Galp apresentam os indicadores de investimento por ponto de abastecimento adicional mais favoráveis, refletindo o facto de, com poucas exceções, 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 dos ORD do grupo Galp fica aquém das perspetivas da REN Portgás Distribuição, o que, em certa medida, reflete a diversidade de áreas de influência dos ORD do grupo Galp (que inclui áreas de grande potencial e zonas interiores do território nacional) face à concessão da REN Portgás Distribuição (que é toda ela de grande potencial).

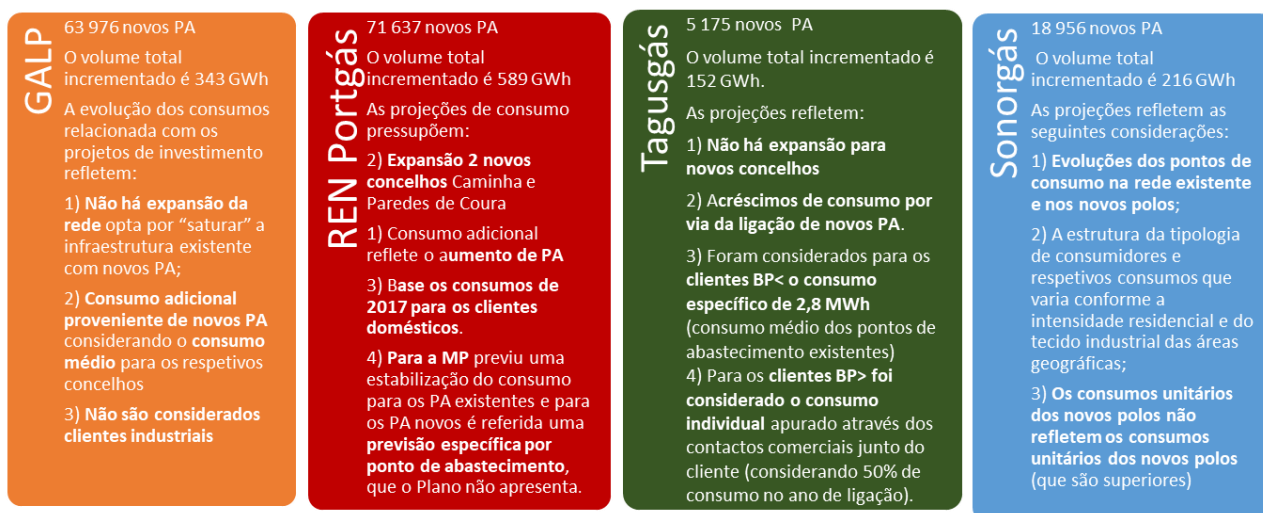
### **3.5 PREVISÕES PARA A EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL DOS ORD**

Cada ORD apresentou, nas propostas de PDIRD-GN 2018, a sua perspetiva relativamente às previsões de evolução da procura. Estas previsões serviram de base para a identificação das necessidades de desenvolvimento e investimento nas respetivas redes de distribuição, sendo por isso um fator de análise importante neste Parecer.

#### **3.5.1 PRESSUPOSTOS SUBJACENTES ÀS PREVISÕES DAS EMPRESAS**

Os pressupostos que sustentam as previsões dos vários ORD para a evolução da procura estão apresentados de forma resumida na figura que se segue.

Figura 3-26 - Pressupostos da evolução da procura das empresas nas proposta de PDIRD-GN 2018



Fonte: Propostas PDIRD-GN 2018

No documento da Consulta Pública sobre as propostas de PDIRD-GN 2018<sup>24</sup>, elaborado pela ERSE, são desenvolvidos de forma mais detalhada os pressupostos seguidos pelas empresas nas suas previsões de evolução da procura.

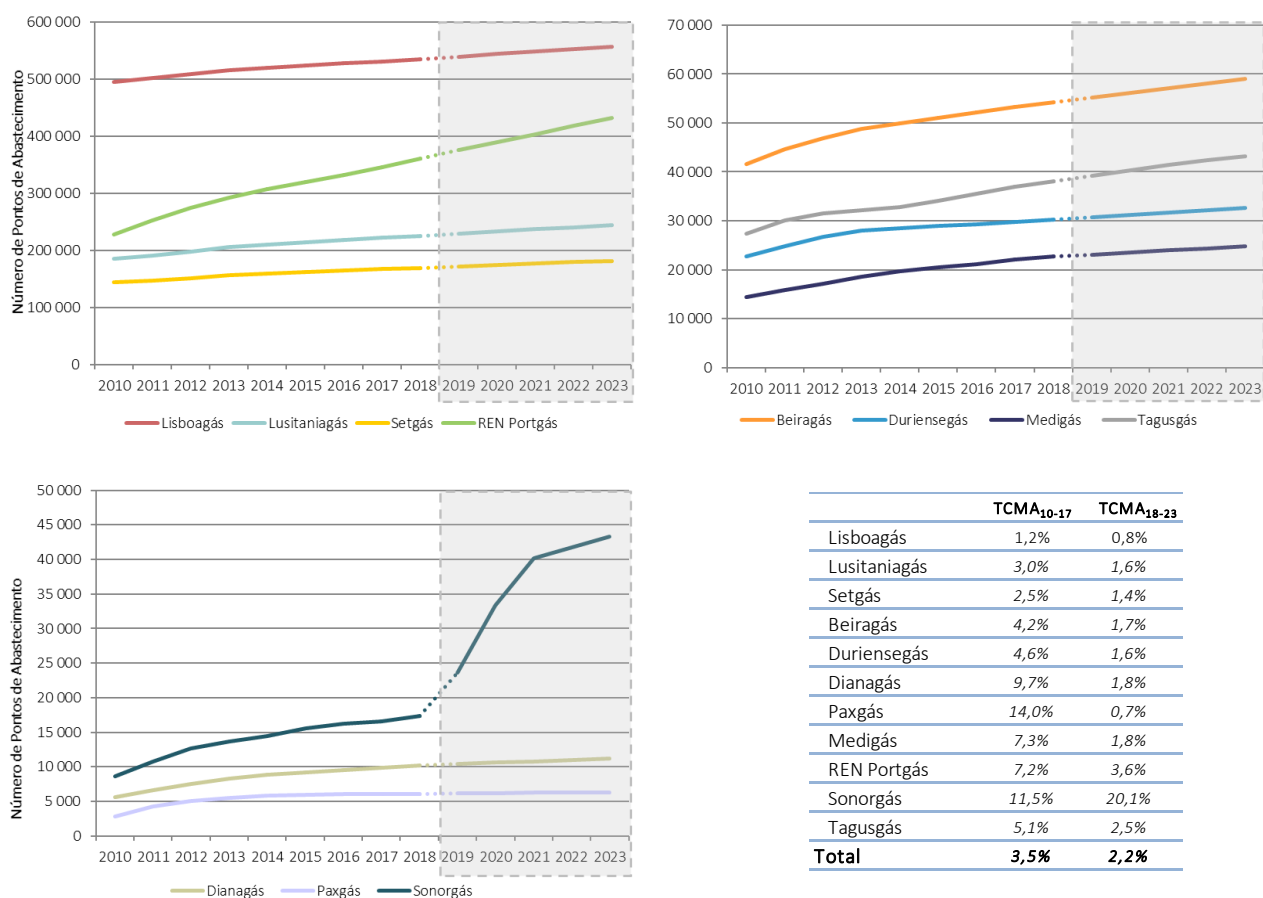
### 3.5.2 COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS COM A EVOLUÇÃO DA PROCURA VERIFICADA ATÉ À DATA

Os pressupostos apresentados anteriormente justificaram as evoluções definidas pelas empresas das duas variáveis associadas à procura, número de pontos de abastecimento e energia veiculada. Os resultados obtidos para a procura total dos ORD em termos comparativos com os valores reais do passado são apresentados nas figuras seguintes.

A Figura 3-27 apresenta a comparação das previsões da evolução do número de pontos de abastecimento apresentadas por cada ORD para a sua área de concessão ou de licença, com o verificado até à data nessas áreas. Os vários ORD foram agrupados tendo em conta as suas dimensões.

<sup>24</sup> [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/69\\_1.aspx](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/69_1.aspx)

Figura 3-27 - Evolução do número de pontos de abastecimento e a perspetiva dos ORD para o período do PDIRD-GN 2018



Na figura anterior os valores de 2018 são os números de pontos de abastecimento estimados para as tarifas de 2019-2020, de acordo com a informação recebida de cada ORD para este efeito. Os valores para o período de 2019-2023 apresentados nesta figura são obtidos tendo como ponto de partida os valores estimados para 2018 anteriormente referidos, aos quais se adicionaram os acréscimos anuais de pontos de abastecimento previstos por cada ORD nas respetivas propostas de PDIRD-GN 2018<sup>25</sup>.

Na Figura 3-27 verifica-se que a Sonorgás não é comparável com os restantes ORD pois no período do PDIRD-GN 2018 prevê quase triplicar o seu número de pontos de abastecimento, levando o gás natural a 18 novos concelhos licenciados em 2016. Destaca-se também a estratégia de expansão da REN Portgás,

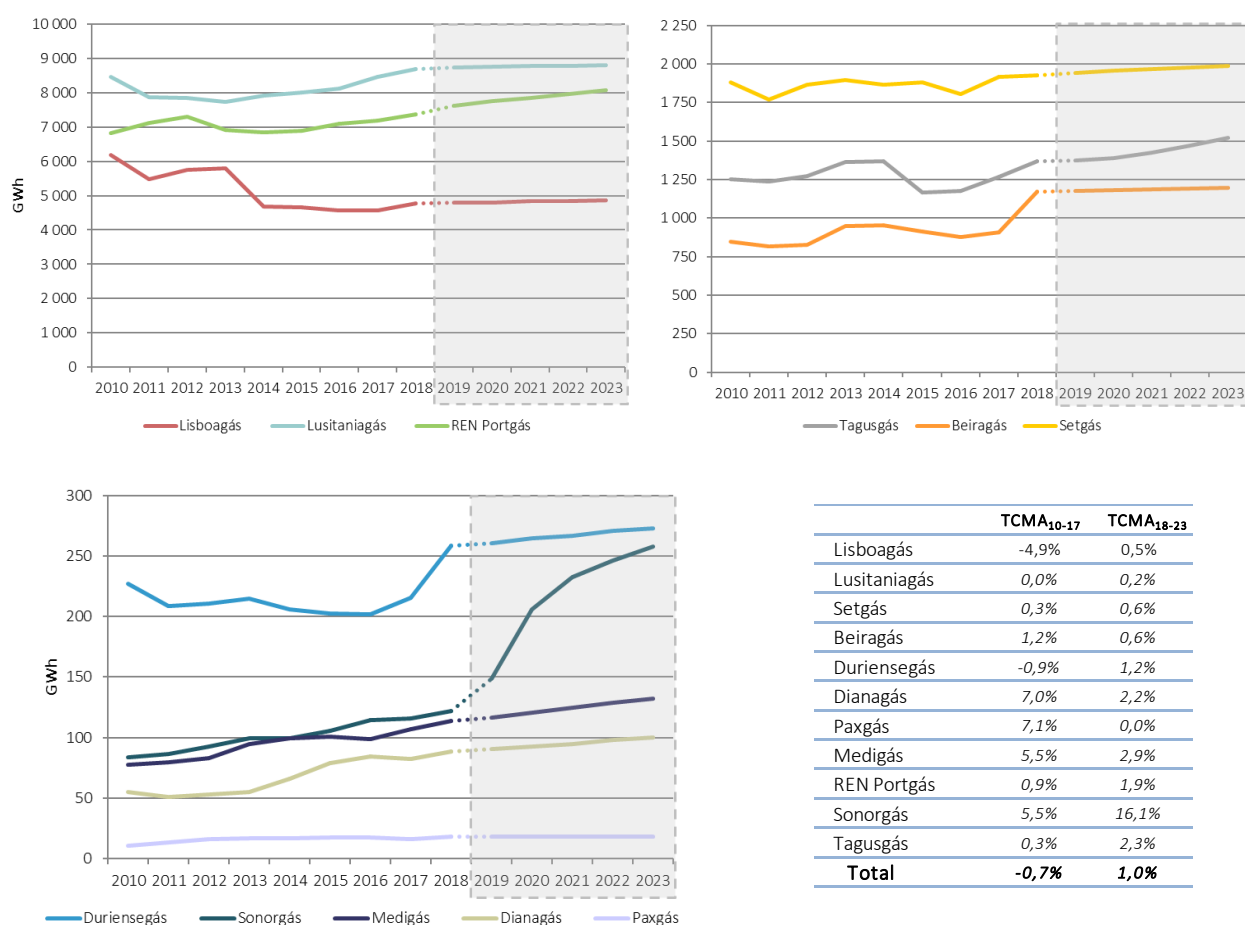
<sup>25</sup> No caso da Sonorgás, devido aos atrasos observados em 2017 e 2018 nas obras dos novos polos, que tornaram desatualizada a informação de evolução da procura apresentada no PDIRD-GN 2018, são apresentadas nesta figura as previsões mais recentes facultadas pela empresa à ERSE, no âmbito da preparação do período regulatório de 2020 a 2022.

que apresenta um crescimento do número de pontos de abastecimento notoriamente superior ao das restantes empresas, excluindo a Sonorgás.

Avaliando a taxa de crescimento média anual (TCMA) no número de pontos de abastecimento entre 2010 e 2017, nota-se que as áreas licenciadas mais recentemente registam valores muito mais elevados que as áreas concessionadas na década de 90, casos da Lisboaágás, Lusitaniagás e Setgás, sendo a exceção a concessionária REN Portgás.

No que concerne à evolução da energia veiculada pelas redes de distribuição, através da Figura 3-28 analisa-se as perspectivas das empresas para o futuro comparativamente aos valores reais do passado.

**Figura 3-28 - Evolução da quantidade de energia abastecida pelos ORD e sua perspectiva para o período do PDIRD-GN 2018**

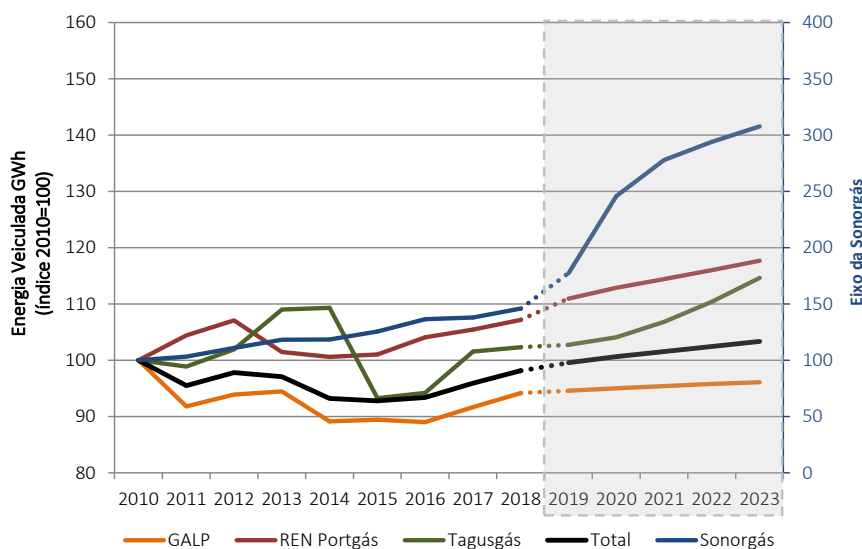


Na figura anterior os valores de 2018 são a energia estimada pelos ORD para as tarifas de 2019-2020, de acordo com a informação prestada pelas empresas para esse efeito. Os valores para o período de 2019-

2023 têm como ponto de partida os valores estimados para 2018 anteriormente referidos, aos quais se adicionaram os acréscimos anuais de energia veiculada que foram previstos por cada ORD nas respetivas propostas de PDIRD-GN 2018.<sup>26</sup>

Da análise conjunta desta figura e da anterior, sobre a evolução do número de pontos de abastecimento, é possível concluir que a evolução das quantidades de energia veiculada nas redes, não acompanha o crescimento de número de pontos de abastecimento. Como exemplo, comparando a TCMA de 2010-2017 registada para a REN Portgás para a energia veiculada, 0,9%, com a mesma taxa para o número de pontos de abastecimento, 7,2%, verifica-se que a evolução destes dois indicadores não é proporcional. Outra forma de avaliar a evolução da procura apresentada nas propostas de PDIRD-GN é por grupo empresarial, uma vez que a GALP utilizou as mesmas metodologias e pressupostos para prever a evolução das quantidades veiculadas e dos pontos de entrega para as várias empresas do grupo. A figura que se segue apresenta a energia veiculada com valores reais até 2017, os valores estimados para 2018 para as tarifas de 2019-2020 e previsões de cada grupo empresarial para o período do PDIRD-GN 2018, com índice base 100 para 2010.

Figura 3-29 - Energia veiculada por grupo empresarial (índice 2010=100)

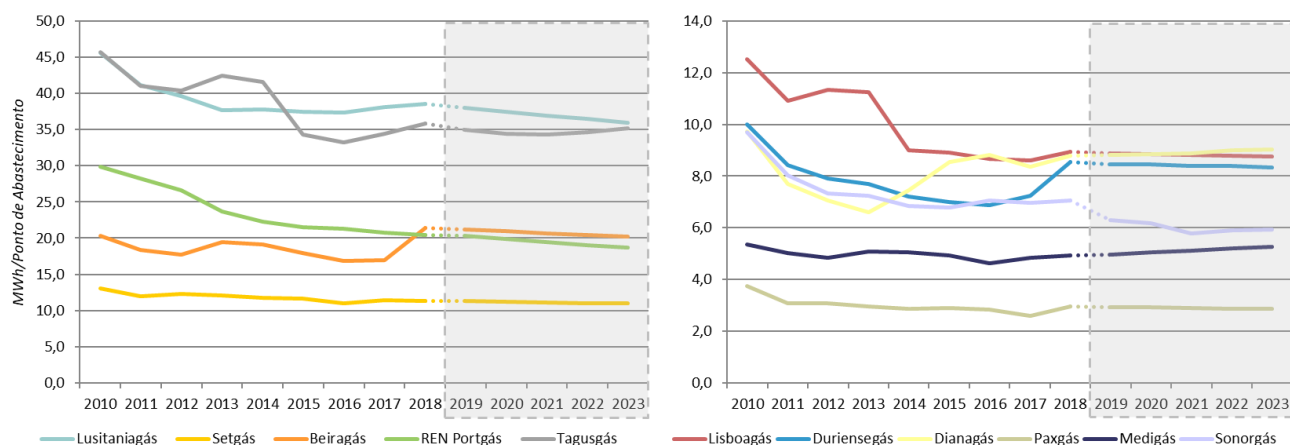


A figura mostra a evolução das quantidades face a 2010 evidenciado a perspetiva de crescimento da Sonorgás, da REN Portgás e da Tagusgás.

<sup>26</sup> No caso da Sonorgás, devido aos atrasos observados em 2017 e 2018 nas obras dos novos polos, que tornaram desatualizada a informação de evolução da procura apresentada no PDIRD-GN 2018, são apresentadas nesta figura as previsões mais recentes facultadas pela empresa à ERSE, no âmbito da preparação do período regulatório de 2020 a 2022.

A Figura 3-30 apresenta o consumo específico por ponto de abastecimento.

**Figura 3-30 - Energia veiculada por ponto de abastecimento, por empresa**



A figura mostra que para o período 2019-2023 as empresas na sua maioria preveem uma estabilização, ou uma diminuição ligeira, do consumo unitário para as suas redes. A Tagusgás sustenta o desenvolvimento da sua rede na angariação de clientes “âncora”, ou seja, grandes clientes industriais que aportem grandes quantidades de gás natural, facto que justifica que na figura anterior apresente um ligeiro crescimento na energia veiculada por ponto de abastecimento.

A estratégia da REN Portgás é um pouco diferente, dado que a expansão da sua atividade tem o objetivo de levar rede a todos os concelhos da sua área de concessão, mesmo que os pontos de abastecimento angariados tenham um menor potencial de consumo. Esta opção da empresa reflete-se na evolução negativa, desde de 2010, da energia veiculada por ponto de abastecimento.

O consumo unitário registado pela Sonorgás é difícil de avaliar para o período temporal da proposta de PDIRD GN 2018 que coincide com um grande crescimento do número de pontos de abastecimento ao longo dos 5 anos, que apenas devem se avaliados em termos de consumo unitário após um período temporal estável de consumo.

Os ORD do grupo GALP apenas preveem um aumento da penetração do gás natural nas áreas de concessão onde já existe rede, o incremento de consumo considerado é proveniente apenas dos novos pontos de abastecimento a angariar, baseado no consumo médio dos pontos do abastecimento do concelho onde estão inseridos. Assim se justifica as evoluções apresentadas, nomeadamente os consumos unitários que não variam para as empresas do grupo.



## 4 IMPACTES TARIFÁRIOS DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2018

Neste capítulo, são apresentadas as previsões dos impactes nos proveitos unitários da atividade de distribuição de gás natural resultantes dos investimentos que os operadores apresentam nas propostas de PDIRD-GN 2018. Com base na evolução dos proveitos permitidos para esta atividade previu-se igualmente os impactes tarifários, tanto ao nível da tarifa de uso das redes de distribuição (URD), como nas tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Nestas previsões, a ERSE avaliou a sensibilidade dos proveitos unitários da atividade de distribuição e das tarifas em relação ao consumo de gás natural. Para este efeito, para além dos cenários base de evolução do consumo apresentados pelas empresas nas propostas de PDIRD-GN 2018, tomando como referência a estimativa mais recente do consumo para 2018<sup>27</sup>, foram utilizados no cálculo dos proveitos unitários duas outras trajetórias alternativas para a evolução do consumo. Em relação ao número de pontos de abastecimento, não foram considerados cenários alternativos para além dos previstos no PDIRD-GN 2018.

Face à incerteza na evolução do consumo de gás natural devido às perspetivas de transição energética, foi ainda avaliado neste capítulo qual a alteração dos montantes de investimento apresentados nas propostas de PDIRD-GN 2018 para a totalidade das redes de distribuição, de modo a garantir a neutralidade tarifária até 2023.

### 4.1 CENÁRIOS DE PROCURA PARA A ANÁLISE DE IMPACTES TARIFÁRIOS

No ponto 2.4 foram apresentadas as perspetivas de evolução da procura dos ORD para o período do PDIRD-GN 2018. Neste ponto iremos apresentar a perspetiva da ERSE sobre a procura e os seus impactos em proveitos e tarifas, após um breve enquadramento do contexto macroeconómico atual e das suas perspetivas para os próximos anos.

#### EVOLUÇÃO DO CONTEXTO MACROECONÓMICO

Um plano de investimentos com um horizonte de médio prazo, como é o PDIRD-GN, mesmo que possua um caráter indicativo, deve ser enquadrado em termos macroeconómicos, sob pena de se encontrar

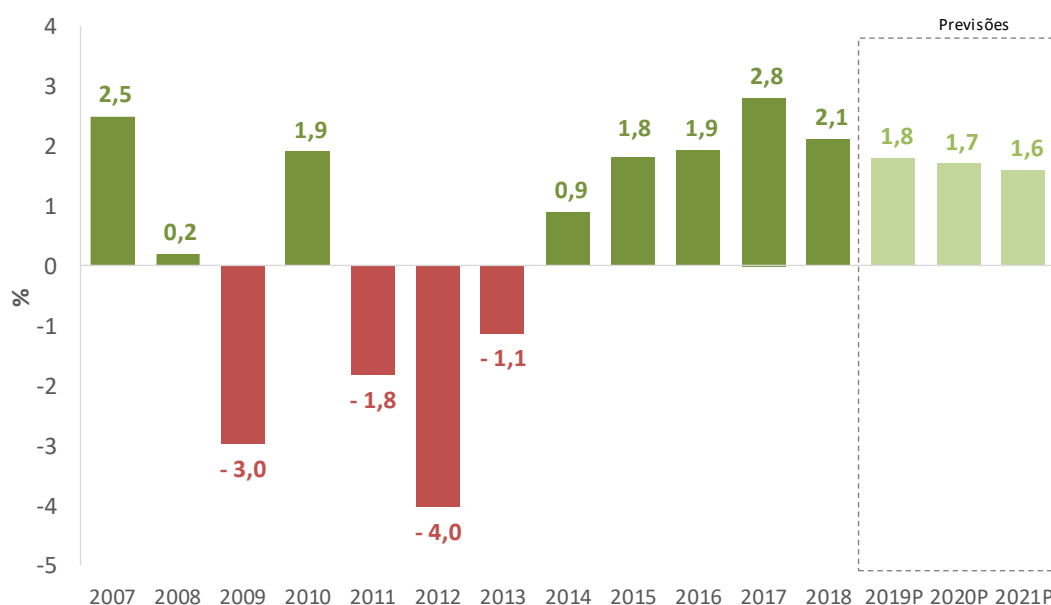
---

<sup>27</sup> De acordo com a informação prestada pelos ORD para o exercício tarifário do ano gás 2019-2020.

descontextualizado da envolvente socioeconómica do país onde os investimentos ocorrem e, igualmente, descontextualizado da evolução prevista para essa envolvente.

O comportamento da economia portuguesa desde o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a consequente recuperação do acesso aos mercados de financiamento, que ocorreu em meados de 2014, tem-se caracterizado por uma crescente consolidação da recuperação da atividade, após três anos de recessão económica (ver Figura 4-1). O Produto Interno Bruto (PIB) registou em 2017 e em 2018 um crescimento de 2,8% e 2,1%, respetivamente.

Figura 4-1 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



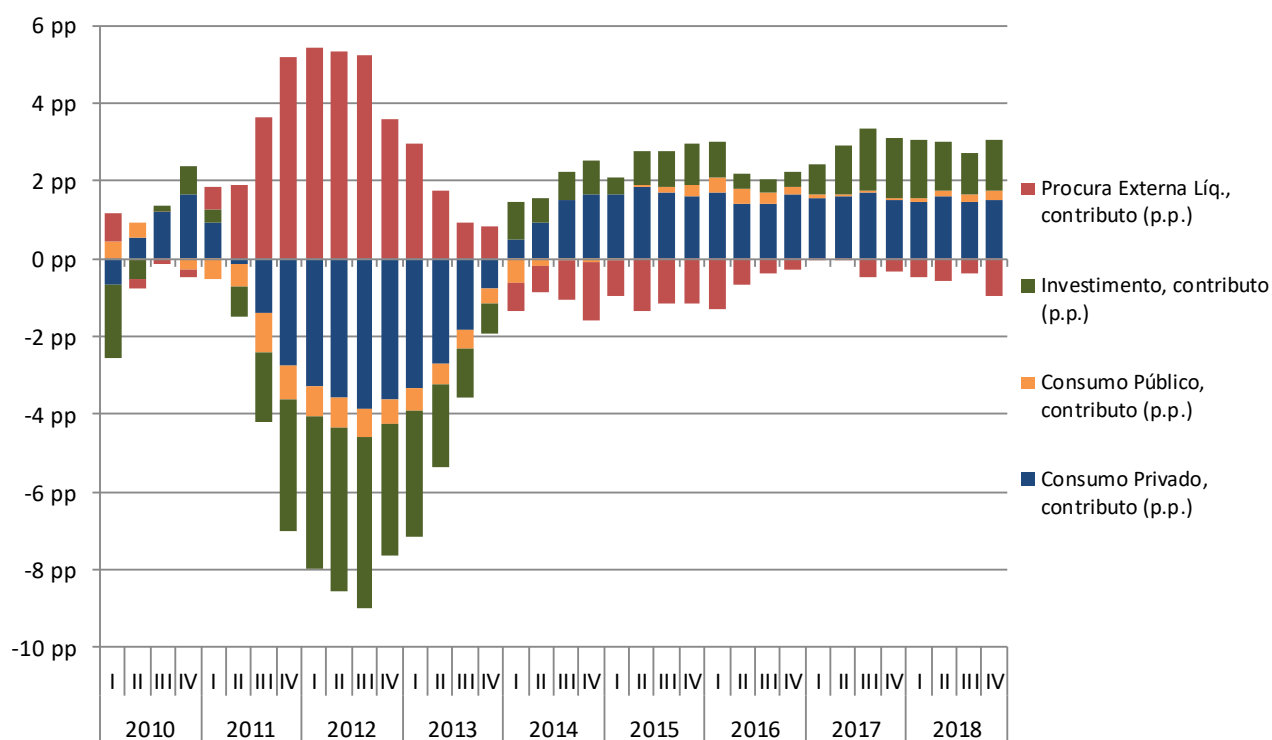
Fontes: ERSE, INE, BdP

Na Figura 4-2 pode observar-se a inversão do padrão de crescimento da economia portuguesa a partir de 2014, quando comparado com os três anos anteriores, principalmente baseado na procura interna e, numa menor medida, no investimento.

Em 2016, enquanto o consumo privado manteve uma forte dinâmica de crescimento, o investimento abrandou marcadamente, tendo o crescimento do PIB sido suportado também pela melhoria da procura externa líquida. Já em 2017, a recuperação do crescimento voltou a ser sustentada numa forte recuperação do investimento, que registou uma taxa de crescimento de 8,4%, beneficiando também da dinâmica do consumo privado e do crescimento das exportações. Em 2018, mantiveram-se os contributos positivos do

investimento e do consumo privado, embora se tenha verificado um contributo negativo da procura externa líquida, devido ao abrandamento das exportações.

Figura 4-2 - Contributos da Procura Interna<sup>28</sup> e da Procura Externa Líquida<sup>29</sup> para a taxa de crescimento do PIB em Portugal



Fonte: ERSE, INE

Para 2019, 2020 e 2021, as previsões mais recentes do Banco de Portugal (BdP)<sup>30</sup> apontam para a manutenção de um crescimento sólido, embora a um ritmo progressivamente mais moderado (previsões de crescimento de 1,8%, 1,7% e 1,6%, respetivamente). Esta recuperação deverá continuar a ser suportada na relativa robustez do investimento, com contributos positivos por parte do consumo, embora o contributo da procura externa líquida se mantenha negativo. Este quadro de evolução da economia previsto pelo BdP tem subjacente um cenário de relativa estabilização da procura externa dirigida à

<sup>28</sup> Procura Interna = Consumo privado + Consumo Público + Investimento.

<sup>29</sup> Procura Externa Líquida = Exportações – Importações.

<sup>30</sup> "Boletim Económico", dezembro de 2017, Banco de Portugal.

economia portuguesa, após o forte crescimento do comércio mundial verificado em 2017 e 2018. Espera-se, igualmente, a manutenção de condições financeiras e monetárias favoráveis, devendo o Banco Central Europeu continuar a adotar uma política monetária acomodatória.

Apesar de Portugal se encontrar numa situação de consolidação orçamental mais positiva, persistem riscos que podem afetar negativamente a estabilidade das finanças públicas. A nível nacional, prevê-se uma melhoria no défice orçamental e, conseqüentemente, uma diminuição do rácio da dívida pública em relação ao PIB. No entanto, no contexto internacional os riscos têm vindo a acentuar-se: o início da normalização da política monetária do BCE, o abrandamento da economia na Zona Euro, o aumento do protecionismo a nível global e a desaceleração da economia chinesa representam riscos externos que mantêm a economia portuguesa vulnerável devido ao seu nível elevado de endividamento público e privado, bem como às consideráveis necessidades anuais de financiamento.

No que se refere aos cenários hipotéticos positivos, os mais significativos decorrem da expectativa de manutenção da recuperação económica na Zona Euro, e da manutenção das taxas de juro de referência do Euro em valores próximos de zero, aliados, a nível interno, a uma recuperação do investimento público mais forte que o esperado, caso se verifique margem orçamental para tal.

Esta visão de consolidação da recuperação económica, embora a um ritmo mais moderado, é corroborada pelo Fundo Monetário Internacional (FMI)<sup>31</sup>, que destaca ainda melhorias a nível da execução orçamental, com a saída de Portugal do procedimento de défices excessivos em 2017, e do aumento de confiança no sistema bancário. No entanto, este organismo internacional alerta para alguns riscos subjacentes a estas previsões, como o nível elevado de endividamento público e privado, o enfraquecimento de progressos na implementação de reformas estruturais, bem como as consideráveis necessidades anuais de financiamento, que mantêm a economia vulnerável a eventos externos, como por exemplo uma alteração de política monetária por parte do BCE ou uma desaceleração mais pronunciada do comércio mundial ou do crescimento da economia da Zona Euro.

O quadro seguinte apresenta os dados verificados em 2018 para as principais variáveis macroeconómicas, bem como as últimas previsões para estas variáveis realizadas pelo Banco de Portugal, pelo FMI e pela Comissão Europeia.

---

<sup>31</sup> Portugal: Article IV Consultation, Country Report No. 18/273, setembro 2018 e “World Economic Outlook”, outubro 2018.

Figura 4-3 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2017 e previsões para 2018 a 2023

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

	2018	2019 <sup>P</sup>	2020 <sup>P</sup>	2019 <sup>P</sup>			2020 <sup>P</sup>			2021 <sup>P</sup>		2022 <sup>P</sup>	2023 <sup>P</sup>
	INE	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	FMI	FMI
<b>PIB</b>	<b>2,1</b>	<b>1,8</b>	<b>1,6</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,5</b>	<b>1,7</b>	<b>1,6</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>
Consumo privado	2,5	1,9	1,6	2,0	1,6	2,0	1,8	1,3	1,8	1,6	1,2	1,2	1,2
Consumo público	0,8	0,6	0,5	0,1	1,0	0,7	0,0	1,1	0,5	0,2	0,7	1,3	1,0
Investimento	5,6	5,9	5,3	6,6	6,3	4,7	5,9	5,0	5,1	4,9	4,2	3,4	3,3
Exportações	3,7	4,2	4,0	3,7	4,7	4,1	4,0	4,3	3,6	3,6	4,2	4,2	4,2
Importações	4,9	5,1	4,8	4,7	5,5	5,2	4,9	5,0	4,4	4,2	4,4	4,3	4,3
Inflação*	1,2	1,4	1,6	1,4	1,6	1,3	1,5	1,8	1,6	1,6	1,9	2,1	2,1
Deflator do PIB	1,4	1,6	1,6	n.d.	1,6	1,5	n.d.	1,7	1,5	n.d.	1,7	1,7	1,7
Desemprego (% população ativa)	7,0	6,4	6,0	6,2	6,7	6,3	5,5	6,5	5,9	5,3	6,3	6,1	6,0

Nota: (\*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC)

Fontes:

Banco de Portugal – “Boletim económico”, dezembro 2018

FMI – Portugal: 2018 Article IV Consultation, Country Report No 18/273, set. 2018 e “World Economic Outlook”, out. 2018

Comissão Europeia (CE) – Previsões económicas novembro de 2019 e fevereiro de 2018

## ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

De forma a avaliar-se os impactes das propostas de PDIRD GN-2018 dos diferentes operadores, optou-se pela realização de uma análise de sensibilidade aos cenários apresentados pelas empresas. Existe um conjunto vasto de variáveis que dificulta qualquer cenário de previsão, justificando a realização desta análise de sensibilidade. As dificuldades de previsão da evolução da procura verificam-se a vários níveis, tanto ao nível do cenário macroeconómico nacional, como ao nível regional da envolvente de cada ORD. Estes fatores externos têm impactes diferentes em cada ORD, consoante os seus diferentes níveis de maturidade, as taxas de penetração da rede, as extensões da rede, etc.

Neste quadro, registe-se que a maior parte dos ORD apresentou, além da análise do impacte tarifário, diferentes abordagens na concretização da análise de sensibilidade. A Tagusgás e o grupo GALP analisaram 2 cenários que eram idênticos aos utilizados pela ERSE no parecer à anterior proposta de PDIRD-GN 2018.

A ERSE não efetuou simulações sobre o número de ponto de abastecimento, tendo aceitado as previsões das empresas para a evolução desta variável ao longo do período 2019-2023, visto a evolução desta variável ser mais facilmente controlável por parte das empresas. Em contrapartida, considerou-se que a evolução do consumo de gás natural é dificilmente controlável pelos ORD. Deste modo, e pelo facto de o consumo de gás natural ser igualmente mais volátil, e suscetível de ter maior impacte tarifário do que a evolução do

número de pontos de abastecimento, as simulações foram efetuadas em torno do consumo de gás natural. Mais precisamente, as análises de sensibilidade efetuaram-se para as seguintes variáveis: evolução do consumo anual total de gás natural e evolução do consumo anual por ponto de abastecimento.

Neste sentido, para além do cenário base resultante das previsões das empresas, foram considerados dois cenários alternativos de evolução da procura. A Figura 4-4 resume os pressupostos utilizados para cada um dos cenários.

Figura 4-4 - Pressupostos dos cenários utilizados para análise de impactes em Proveitos

	Pressupostos comuns	Energia veiculada	Consumo de gás por ponto de abastecimento
<b>Cenário 1 (Base)</b>		<b>2019-2023:</b> Acréscimos de <b>energia veiculada</b> previstos no PDIRD-GN por cada empresa	
<b>Cenário 2</b>	<b>2010 a 2017:</b> Valores reais de energia e pontos de abastecimento <b>2018:</b> Valores de energia e pontos de abastecimento estimados pelas empresas (tarifas 2019-2020), <b>2019-2023:</b> Acréscimos de pontos de abastecimento previstos no PDIRD-GN por cada empresa	<b>2019-2023:</b> Energia veiculada constante e igual à média da energia total veiculada, em 2019 e 2020, de acordo com a informação prestada pelos ORD para as tarifas de <b>2019-2020</b>	<b>2019-2023:</b> Consumo de gás por ponto de abastecimento resultante da evolução do número de pontos de abastecimento e do volume de gás veiculado considerado neste cenário
<b>Cenário 3</b>		<b>2019-2023:</b> Energia veiculada constante e igual à energia real veiculada em <b>2017</b>	<b>2019-2023:</b> Consumo de gás por ponto de abastecimento resultante da evolução do número de pontos de abastecimento e do volume de gás veiculado considerado neste cenário

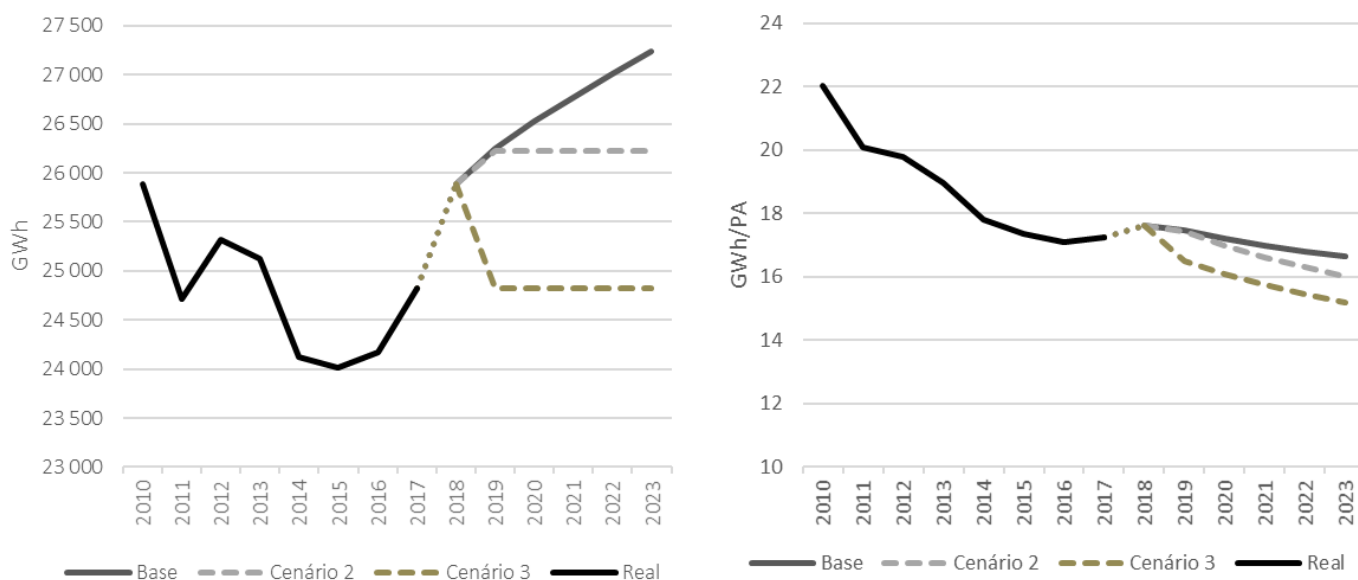
O cenário 2, moderado, pressupõe a manutenção durante o período de 2019 a 2023 da média dos consumos de gás natural recentemente previstos para 2019 e 2020, pelos ORD para cálculos das tarifas de 2019-2020. A manutenção do crescimento do número de pontos de abastecimento resulta numa diminuição do consumo unitário por ponto de abastecimento, relativamente às previsões das empresas.

O cenário 3, pessimista, pressupõe a manutenção durante o período de 2019 a 2023 o consumo total de gás natural registado em 2017. Mantendo-se o crescimento do número de pontos de abastecimento, este cenário materializa uma diminuição acentuada do consumo unitário por ponto de abastecimento.

Considerando a totalidade do consumo para as redes de distribuição em termos reais, as quantidades de gás natural variaram à taxa de crescimento média anual (TCMA) 2010-2017 de -0,7%, para o futuro as

empresas em conjunto propõem uma TCMA<sub>2018-2023</sub> de 1,0%, no cenário 2 a ERSE prevê 0,3% e no cenário 3 de forma mais pessimista prevê -0,8%.

Figura 4-5 - Cenários para o total da energia distribuída e para a energia/ponto de abastecimento para o total dos ORD



Relativamente ao consumo unitário total os decréscimos são mais acentuados, a quantidade de gás natural veiculada por ponto de abastecimento variou entre 2010 e 2017 a uma TCMA de -4%, no entanto para o período de 2018 a 2023 as empresas acreditam que a TCMA será apenas de -1%, sendo que a ERSE prevê para os cenários 2 e 3 para o mesmo período TCMA de -1,3% e -2,4% respetivamente.

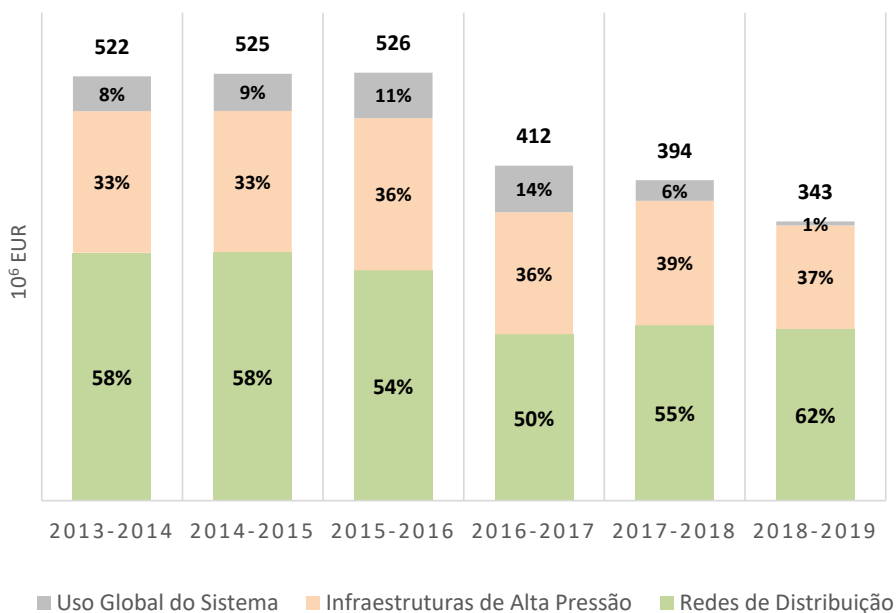
## 4.2 IMPACTE DO CENÁRIO BASE PROPOSTO PELOS ORD

### 4.2.1 IMPACTE NOS PROVEITOS

Os proveitos da atividade de distribuição de gás natural têm um peso relevante nos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso ao SNGN. Na figura seguinte evidencia-se, para os últimos seis anos gás, o peso que

os proveitos a recuperar pela tarifa de uso da rede de distribuição assumem no total dos proveitos permitidos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso<sup>32</sup>.

Figura 4-6 - Estrutura dos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso



Fonte: ERSE

Apesar da relativa estabilidade observada no valor absoluto dos proveitos da atividade de distribuição dentro de cada um dos períodos regulatórios representados (2013-2014 a 2015-2016 e 2016-2017 a 2018-2019), no que respeita à estrutura, observa-se uma dependência em relação às demais componentes da tarifa de acesso, tendo o peso dos proveitos recuperados pela tarifa de uso da rede de distribuição face ao total dos proveitos de acesso oscilado entre 50 e 62%.

#### PRESSUPOSTOS PARA A DETERMINAÇÃO DOS IMPACTES NOS PROVEITOS PERMITIDOS

Para as simulações dos impactes nos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás natural no horizonte temporal do PDIRD-GN 2018, a ERSE considerou os seguintes pressupostos:

<sup>32</sup> 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



1. O ano de referência para as simulações é 2018, assumindo-se os valores de CAPEX e OPEX nos anos de 2017 (real) e 2018 (estimado), tendo por base o reporte de informação das empresas para o exercício tarifário de 2019-2020;
2. A evolução do CAPEX entre os anos de 2019 e 2023 foi determinada assumindo que:
  - a) O ativo transferido para exploração é igual ao custo total de investimento proposto pelos ORD no PDIRD-GN 2018 (inclui custos diretos e encargos capitalizáveis);
  - b) A vida útil dos novos ativos é de 30 anos, ou seja, a taxa de amortização é de 3,33% (aplicada sobre o ativo bruto);
  - c) A taxa de remuneração do ativo líquido é igual ao valor real de 2017, determinado no exercício tarifário do ano gás 2018-2019 (6,32%)<sup>33</sup>;
  - d) Todos os ativos em exploração existentes em 2018 se mantêm em exploração, não havendo abates ou depreciação total de qualquer destes ativos até 2023;
  - e) As participações e subsídios ao investimento não têm um valor expressivo face à totalidade do investimento dos ORD, pelo que se assumiu um valor nulo;
3. Para os anos de 2019 a 2023, o OPEX evolui com o IPIB<sup>34</sup> e as metas de eficiência definidas para o período regulatório de 2016-2017 a 2018-2019, mantendo-se inalterados os indutores de custo (energia veiculada e número de pontos de abastecimento).

No caso da Sonorgás, para além dos pressupostos anteriores, a análise de impactes nos proveitos que foi realizada pela ERSE no presente Parecer teve em consideração as informações mais atuais sobre a execução dos investimentos nos novos polos de distribuição de gás natural atribuídos a este operador em 2015. Estas informações apontam para um atraso na execução destes investimentos nos anos de 2017 e 2018, comparativamente com os dados apresentadas no PDIRD-GN 2018 para os mesmos anos. Assim, também as previsões de investimento para os anos de 2019 a 2023, constantes na proposta de PDIRD-GN 2018, já se encontrarão desviadas da melhor previsão que a empresa dispõe atualmente.

Por este motivo, a ERSE optou por recorrer nesta análise de impactos aos valores do investimento que foram reportados pela empresa para a preparação do exercício tarifário do ano gás 2019-2020 e do período

---

<sup>33</sup> Esta taxa corresponde à última taxa definitiva à data de publicação do Parecer da ERSE. Esta abordagem (consideração dos últimos valores em vigor e conhecidos à data) foi seguida para os restantes parâmetros.

<sup>34</sup> De acordo com as previsões macroeconómicas indicadas no ponto 4.1.

regulatório de 2020 a 2022, designadamente para os anos de 2017 a 2020. Entre 2021 a 2023 foi assumida a previsão do investimento em cada ano indicada no PDIRD-GN 2018 pela Sonorgás, acrescida das diferenças entre os montantes de investimento reportados para o exercício tarifário e as previsões de investimento da proposta de PDIRD-GN 2018 da Sonorgás entre os anos de 2017 e 2020. As diferenças nas previsões de investimento apuradas para este período foram repartidas equitativamente pelos anos de 2021 a 2023.

Em coerência, para a evolução da procura no mesmo período foram também considerados os valores de energia distribuída e pontos de abastecimento reportados pela Sonorgás para o exercício tarifário do ano gás 2019-2020 e preparação do período regulatório de 2020 a 2022. Estes valores refletem a melhor previsão de que a empresa dispõe para evolução da procura, sendo uma atualização dos dados contantes no PDIRD-GN 2018.

#### **EVOLUÇÃO DA BASE DE ATIVOS REGULADA E DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

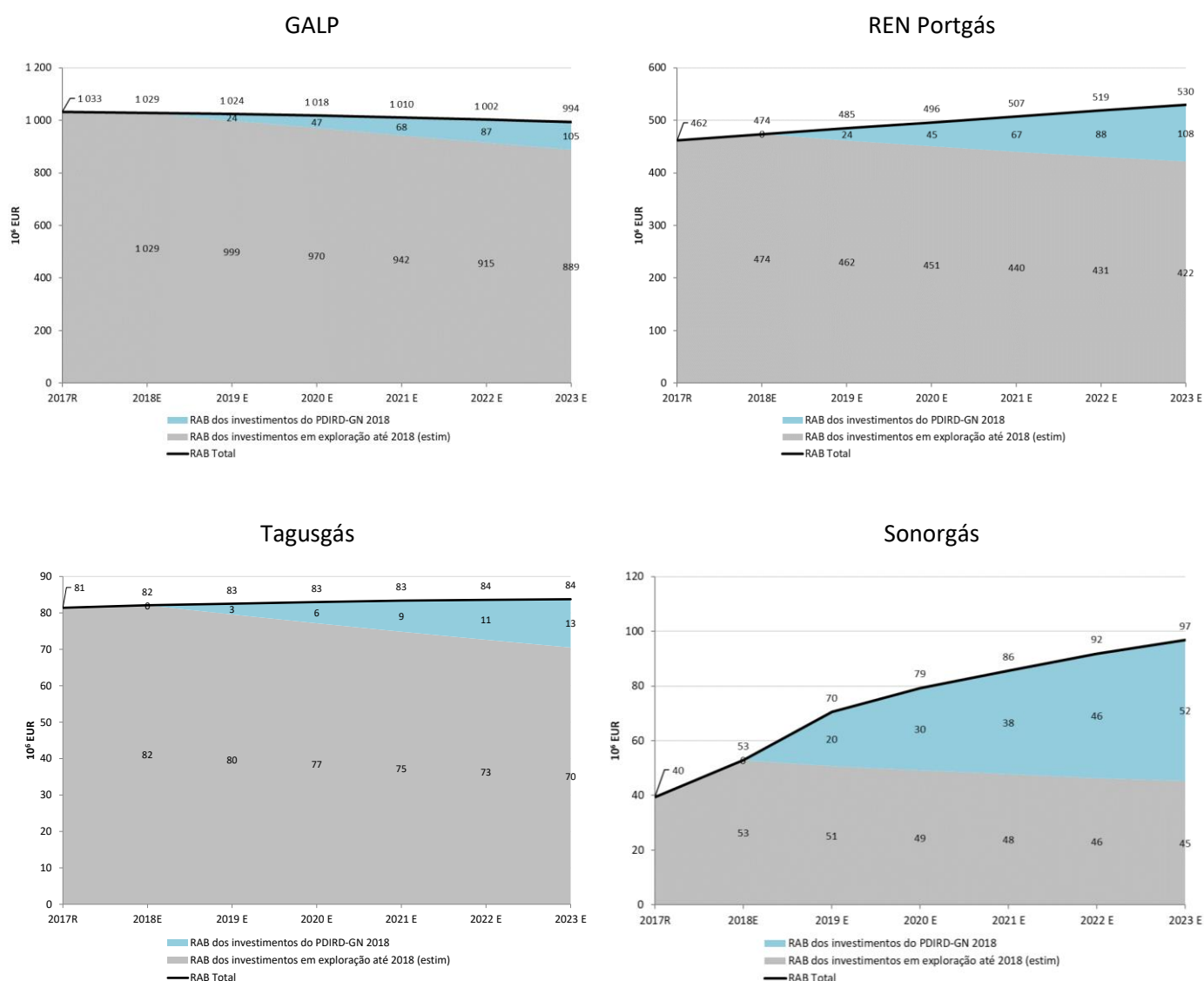
Analisando primeiramente os efeitos na base de ativos regulada da atividade de distribuição, a figura seguinte apresenta a evolução do ativo líquido remunerado<sup>35</sup> para cada grupo empresarial, distinguindo-se a parte respeitante a ativos que foram transferidos para exploração até 2018, da parte respeitante aos ativos previstos nas propostas de PDIRD-GN 2018.

Depreende-se desta figura que os efeitos nas bases de ativos dos investimentos agora propostos são distintos entre empresas. No caso dos operadores do Grupo GALP, observa-se um ligeiro decréscimo do ativo líquido até 2023, em consequência do nível de investimento proposto se situar abaixo da amortização anual dos ativos existentes em 2018. Em sentido oposto, no caso da REN Portgás e da Sonorgás, prevê-se um crescimento significativo das bases de ativos, justificado maioritariamente pelos investimentos de expansão para novas áreas geográficas. No caso da Tagusgás, o investimento proposto no PDIRD-GN 2018 levará a uma manutenção da atual base de ativos.

---

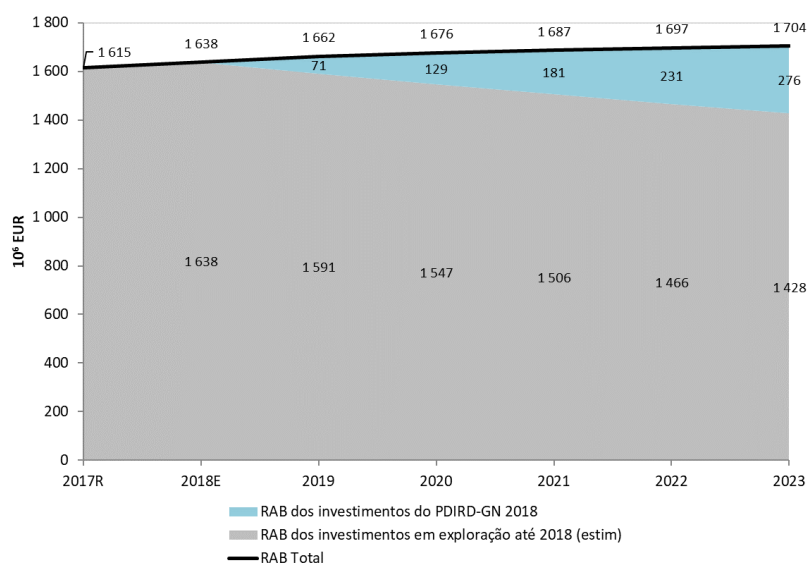
<sup>35</sup> Valor no final de cada ano, excluindo contadores.

Figura 4-7 - Efeito dos investimentos do PDIRD-GN 2018 na base de ativos regulada da atividade de distribuição de gás natural para cada grupo empresarial



Numa perspetiva global, o total dos ativos da atividade de distribuição de gás natural em Portugal deverá crescer caso sejam realizados os investimentos propostos até ao ano 2023, como se constata na Figura 4-8, no pressuposto que não são abatidos ativos atualmente em exploração durante esse período. Assim, apesar dos operadores do grupo GALP serem os mais representativos na atividade de distribuição, o decréscimo de ativo líquido para eles perspetivado é contrariado pelo acréscimo do ativo líquido previsto na REN Portugal e na Sonorgás.

Figura 4-8 - Efeito dos investimentos do PDIRD-GN 2018 na base de ativos regulada da atividade de distribuição de gás natural para o total dos ORD



Os efeitos nas bases de ativos acima descritos repercutem-se no CAPEX da atividade de distribuição de gás natural como se ilustra nas figuras seguintes, em que é apresentado, de igual modo às figuras anteriores, a separação entre o CAPEX correspondente aos ativos existentes em 2018 e os acréscimos de CAPEX resultantes dos investimentos a realizar entre 2019 e 2023.

Figura 4-9 - Previsão de evolução dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás natural para cada grupo empresarial

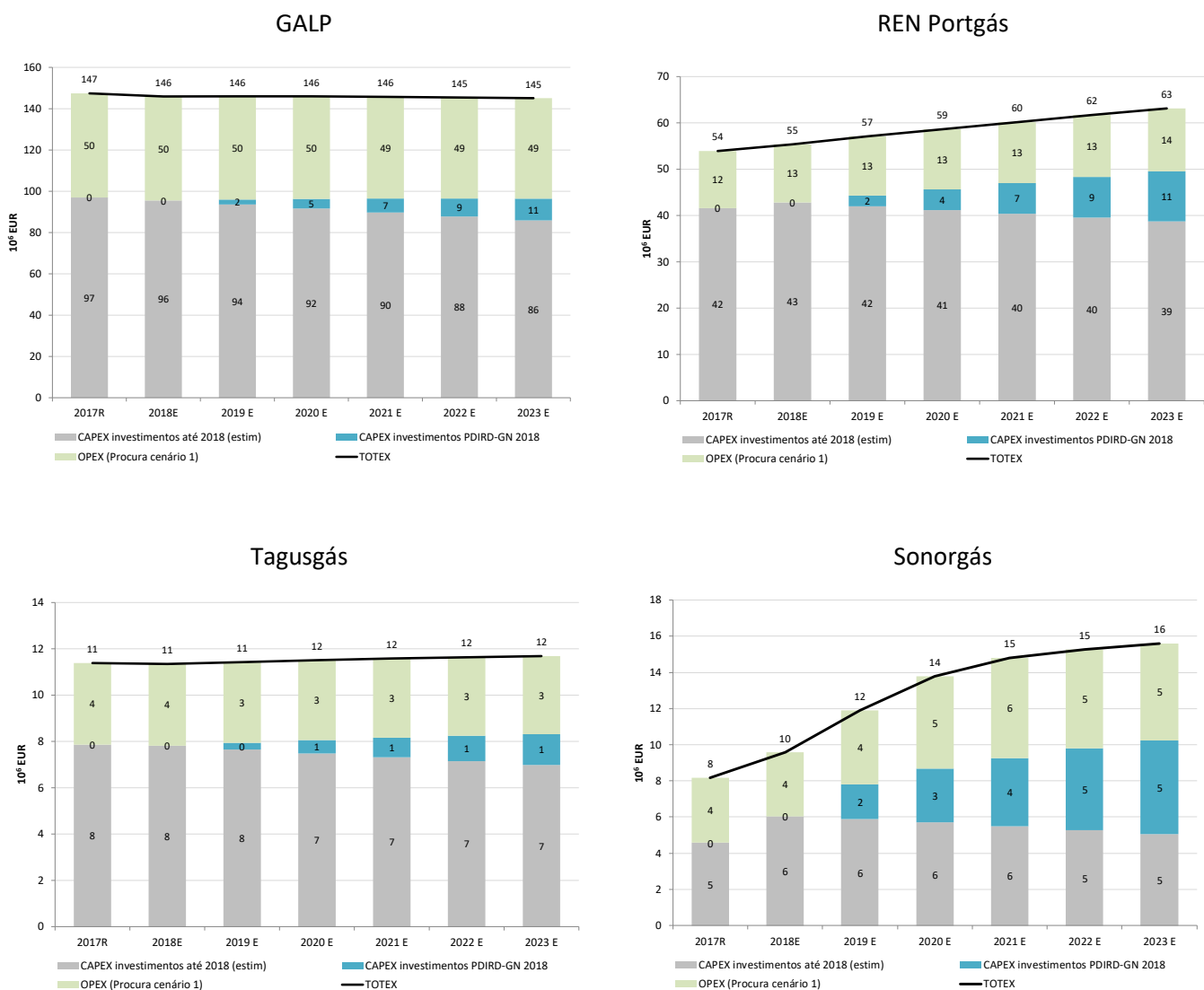
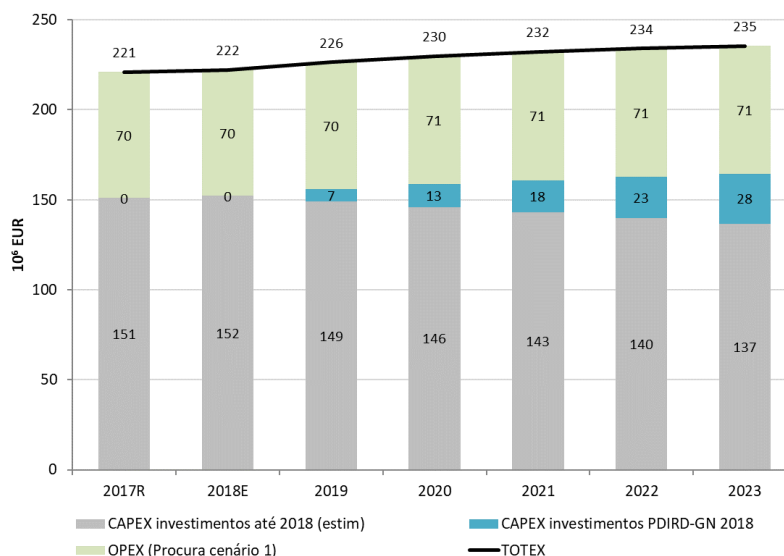


Figura 4-10 - Previsão de evolução dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás natural para o total dos ORD



A previsão de evolução dos proveitos da atividade de distribuição de gás natural resultante das simulações realizadas, aponta para uma manutenção ou ligeiro crescimento do peso do CAPEX até 2023, evoluindo de 68% em 2017 para 70% em 2023. Relativamente ao CAPEX correspondente aos investimentos das propostas de PDIRD-GN 2018, prevê-se que representem cerca de 12% do total dos proveitos em 2023.

#### EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS UNITÁRIOS

Para além dos pressupostos necessários à previsão dos proveitos permitidos acima descritos, foram considerados no cálculo do proveito unitário da atividade de distribuição os três cenários de evolução do consumo de gás natural apresentados no ponto 4.1, o que permitiu testar a sensibilidade a esta variável.

Os resultados obtidos para a evolução do proveito permitido por unidade de energia distribuída são apresentados na Figura 4-11, para cada um dos grupos empresariais. Observam-se comportamentos distintos, que são motivados pelos seguintes aspetos:

- evoluções previstas para o CAPEX para cada grupo empresarial e conseqüentemente para os proveitos permitidos (vide Figura 4-9);
- diferentes tendências relativas de evolução do CAPEX e da procura no cenário 1.

Individualmente por grupos empresariais, importa analisar em particular a evolução proveito unitário para o cenário 1, uma vez que para os cenários de procura 2 e 3, que correspondem ambos a um consumo

estagnado a partir de 2019, as evoluções que se observam no proveito unitário são genericamente as que decorrem diretamente das evoluções dos proveitos permitidos acima apresentadas. Nota-se que, apesar da dependência do OPEX em relação ao cenário da procura<sup>36</sup>, no cálculo do proveito unitário o efeito de divisão pela energia distribuída é predominante em relação à variação do proveito permitido motivado pela variação do OPEX.

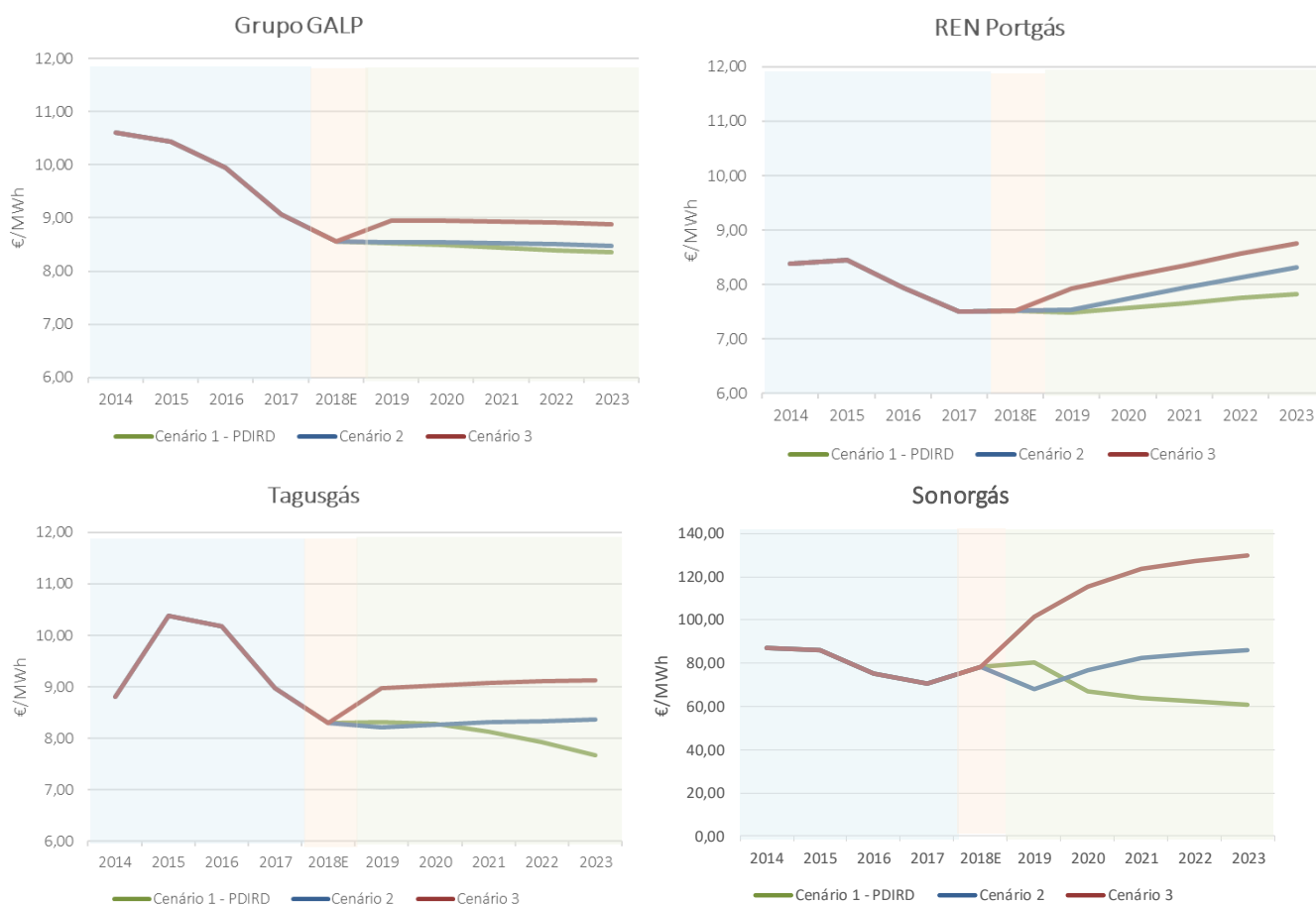
Assim, para o cenário 1 da procura verifica-se que o grupo GALP, a Tagusgás e a Sonorgás apresentam proveitos por energia distribuída com tendência de descida e, em sentido oposto, a REN Portgás tem um proveito unitário crescente. Os motivos para estas tendências são distintos por grupo empresarial:

- Para o grupo GALP e para a Tagusgás, as simulações apontam para um nível de proveitos permitidos praticamente constante, sendo a descida do proveito unitário determinada pelo crescimento da energia distribuída;
- No caso da Sonorgás, apesar do crescimento previsto para os proveitos permitidos ser de 60% entre 2018 e 2023, a empresa prevê que no mesmo período a procura mais do que duplique, o que leva ao decréscimo do proveito unitário observado na figura;
- A REN Portgás prevê uma acentuada taxa de crescimento da procura, mas em contrapartida o investimento necessário origina um crescimento dos proveitos permitidos a uma taxa superior, resultando num aumento do proveito unitário entre 2018 e 2023.

---

<sup>36</sup> O OPEX da distribuição de gás natural está sujeito a uma metodologia de regulação do tipo *price cap*, sendo os indutores de custo a energia veiculada e o número de pontos de abastecimento.

Figura 4-11 - Previsão do proveito permitido por energia distribuída para cada grupo empresariais



No Quadro 4-1 mostra-se, para cada grupo empresarial, a variação percentual do proveito permitido por energia distribuída entre 2018 (valor de referência para as simulações realizadas) e 2023 (último ano do PDIRD-GN 2018), para os três cenários de procura.

As maiores variações observam-se na Sonorgás, quer em comparação com as restantes empresas, quer entre os cenários de procura, o que está associado aos novos polos de consumo que representam a maioria dos investimentos previstos e a maioria dos novos consumos previstos pela empresa no PDIRD-GN 2018. No entanto, esta gama de variação do proveito unitário traduz também os elevados riscos associados às previsões da procura no caso específico da Sonorgás, que caso não se confirmarem, poderão levar a um incremento substancial do proveito permitido unitário.

Para a REN Portugal, em qualquer dos cenários de procura registar-se-á um acréscimo do proveito unitário até 2023, mas os riscos de previsão de procura são inferiores aos que existem para a Sonorgás. No caso da GALP e Tagusgás, ambas apresentam acréscimo do proveito permitido unitário em 2023 em relação ao



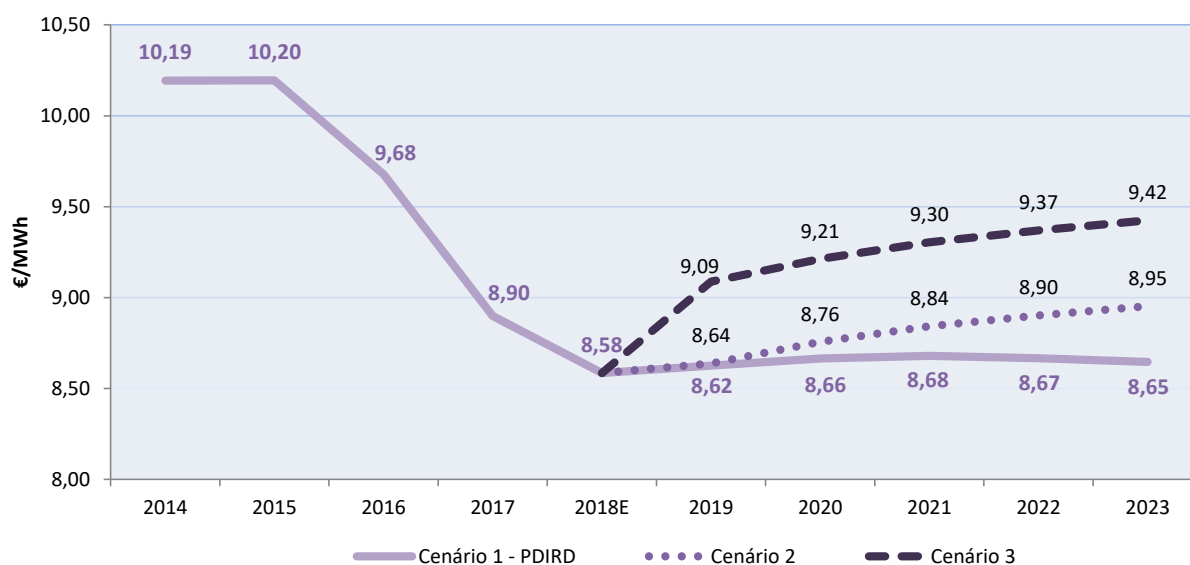
estimado para 2018 no cenário 3 de procura, que para a Tagusgás se mantém no cenário 2 de procura embora com menor expressão.

**Quadro 4-1 - Variação acumulada do proveito permitido por energia distribuída entre 2018 e 2023**

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
<b>Tagusgás</b>	-7,5%	0,8%	10,1%
<b>REN Portgás</b>	3,9%	10,6%	16,4%
<b>GALP</b>	-2,5%	-1,0%	3,7%
<b>Sonorgás</b>	-22,8%	10,0%	65,9%
<b>Total</b>	0,7%	4,3%	9,8%

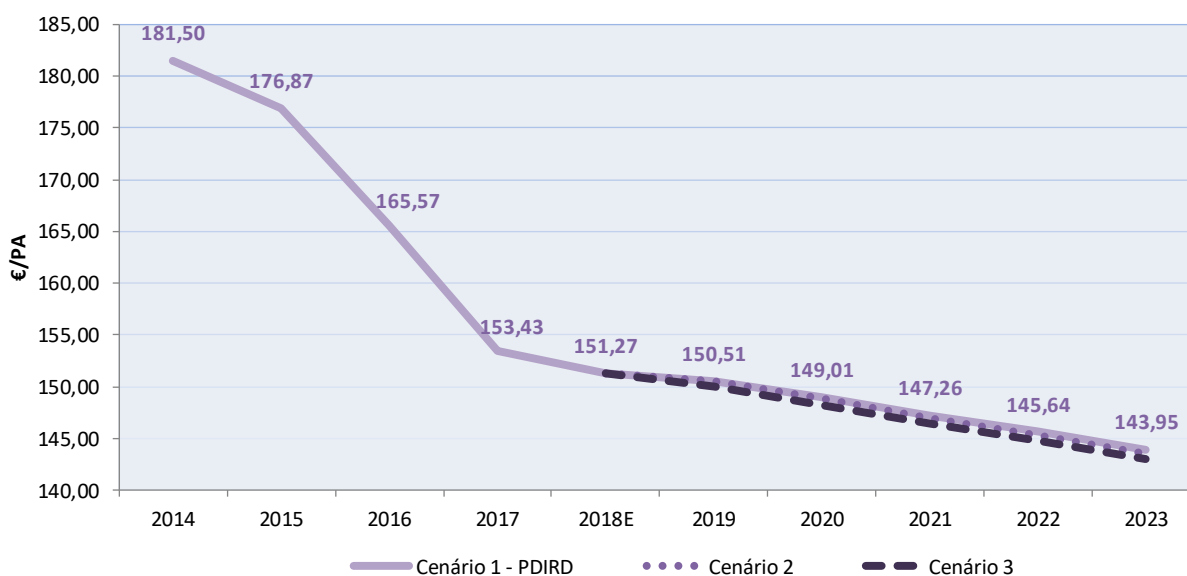
A figura seguinte ilustra a previsão de evolução do proveito permitido por unidade de energia distribuída para o total dos ORD. Para os cenários 2 e 3 de procura, conclui-se que os investimentos propostos no PDIRD-GN 2018 provocarão um aumento dos proveitos unitários em 2023, comparativamente com o valor estimado para 2018. Naturalmente, este aumento é mais notório no cenário 3, por ser aquele que tem uma previsão mais pessimista para a evolução da energia distribuída pelas redes. No cenário 1 de procura prevê-se que entre 2018 e 2021 o proveito por energia distribuída cresça ligeiramente, invertendo-se esta tendência a partir de 2022, que levará a um proveito unitário em 2023 de 8,65€/MWh, ligeiramente acima do estimado para 2018 (8,58€/MWh).

Figura 4-12 - Previsão do proveito permitido por energia distribuída para a globalidade dos ORD



Em complemento à análise efetuada anteriormente, a Figura 4-13 apresenta a evolução do proveito permitido por ponto de abastecimento até 2023. Em todos os cenários de procura, a tendência é decrescente e o proveito unitário é muito semelhante, dado que a evolução do número de pontos de abastecimento é igual nestes três cenários. A diferença observada resulta apenas da alteração dos proveitos permitidos entre os cenários, devido à alteração da componente de OPEX.

Figura 4-13 - Previsão do proveito permitido por ponto de abastecimento para a globalidade dos ORD



#### 4.2.2 IMPACTE NAS TARIFAS

Os proveitos da atividade de distribuição de gás natural são recuperados pelas tarifas de URD, a qual tem um peso relevante na tarifa transitória de venda a clientes finais. Para os preços das tarifas do ano gás 2018-2019 este peso é da ordem de 50%, para consumidores em BP com consumos inferiores a 10 000m<sup>3</sup>/ano.

Tendo por base os cenários de procura e de investimento previamente descritos e o seu efeito nos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás natural, determinam-se os impactes tarifários, quer nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição, quer nas tarifas de acesso às redes, e por fim nas tarifas de venda a clientes finais. São apresentados no quadro seguinte os impactes tarifários anualizados, discriminados por nível de pressão e por tipo de fornecimento.

Quadro 4-2- Impacte tarifário anualizado da proposta de PDIRD-GN 2018 nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição, nas tarifas de Acesso às Redes e nas Tarifas de Venda a Clientes Finais

Tarifas	Impacte Tarifário 2023/2018 (%) variação média anual		
	Cenário 1 - PDIRD	Cenário 2	Cenário 3
<b>Uso Rede Distribuição MP/BP</b>	<b>0,13%</b>	<b>0,83%</b>	<b>1,9%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>0,10%</b>	<b>0,61%</b>	<b>1,4%</b>
AP	0,00%	0,00%	0,0%
MP	0,08%	0,49%	1,1%
BP	0,13%	0,79%	1,8%
BP>	0,12%	0,76%	1,7%
BP<	0,13%	0,81%	1,8%
<b>Tarifas de Venda a clientes finais</b>	<b>0,02%</b>	<b>0,11%</b>	<b>0,2%</b>
AP	0,00%	0,00%	0,0%
MP	0,01%	0,06%	0,1%
BP	0,06%	0,38%	0,9%
BP>	0,05%	0,29%	0,7%
BP<	0,07%	0,42%	0,9%

Analisando os valores apresentados no quadro anterior conclui-se que a proposta de PDIRD-GN 2018 apresenta um impacte tarifário anual, entre 2018 e 2023, de 0,13% (cenário 1) nas tarifas de uso da rede de distribuição em MP e BP. Este aumento conduz a acréscimos semelhantes das tarifas de acesso às redes de BP, onde a utilização da rede de distribuição é superior quando comparada com os restantes níveis de pressão, e a acréscimos inferiores a 0,1% nas tarifas de venda a clientes finais em BP<.

No cenário 2, em que se considera um menor acréscimo de procura, verifica-se um acréscimo tarifário das tarifas de uso das redes de distribuição de 0,8%. Este aumento conduz a acréscimos semelhantes das tarifas de acesso às redes de BP e a acréscimos menos acentuados nas tarifas de venda a clientes finais (0,4% na BP< ).

O cenário 3, que tem implícita uma redução de procura, é onde se observa o maior acréscimo tarifário das tarifas de uso das redes de distribuição, de 1,9%. Este aumento implica um acréscimo de 1,8% nas tarifas de acesso às redes em BP< e de 0,9% nas tarifas de venda a clientes finais em BP<.

#### 4.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AO NÍVEL DE INVESTIMENTO

Face às incertezas na evolução do consumo de gás natural, particularmente devido às perspetivas de uma transição energética a breve trecho com vista à redução das emissões de gases com efeito de estufa, a ERSE avaliou a redução do investimento proposto nos PDIRD-GN 2018 que poderá vir a ser necessária para garantir a sua neutralidade tarifária. Esta análise de sensibilidade ao nível de investimento foi realizada

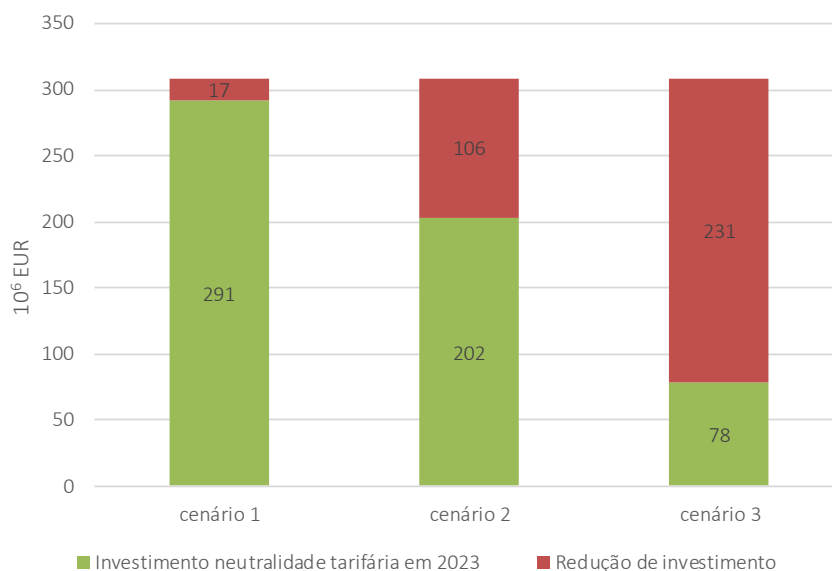
para a globalidade da atividade de distribuição de gás natural, isto é, para o agregado dos ORD, e para os três cenários de procura utilizados na análise de impactos.

As simulações realizadas consistem em verificar qual a alteração do investimento global da atividade de distribuição que é necessário efetuar em cada ano, de modo a que o proveito permitido por energia distribuída em 2023 seja igual ao do ano de referência, neste caso o valor estimado para 2018. Por uma questão de simplicidade, assumiu-se nestas simulações que a alteração a introduzir no investimento em cada ano entre 2019 e 2023 seria percentualmente a mesma em todos os anos.

#### 4.3.1 IMPACTE NOS PROVEITOS

Para cada um dos cenários de procura, apresenta-se na Figura 4-14 as reduções de investimento entre 2019 e 2023, necessárias para garantir a neutralidade tarifária no último ano do PDIRD-GN. Os valores apresentados nesta figura correspondem ao investimento a custos totais, excluindo contadores, subsídios e participações.

**Figura 4-14 - Investimento para a neutralidade tarifária do PDIRD-GN 2018 com o cenário 1 de procura**



Em termos percentuais as reduções de investimento apresentadas nas figuras anteriores correspondem a cerca de 6%, 34% e 75%, respetivamente para os cenários 1, 2 e 3 de procura. Caso haja uma necessidade de imputação destas reduções pelos diferentes ORD, coloca-se a dúvida sobre os critérios a adotar, tendo em conta que há diferentes estratégias de investimento por detrás dos valores propostos.

Na perspetiva da ERSE, estas reduções nos montantes de investimento para atingir a neutralidade tarifária não poderão pôr em causa os investimentos a realizar por motivos de segurança. Assim, os critérios adotar na redução de investimentos terão de ser harmonizados entre operadores e estar coordenados com objetivos a estabelecer pelo Estado concedente para o desenvolvimento das redes de distribuição, designadamente aqueles que permitam uma maior harmonização das opções dos ORD na preparação das propostas de PDIRD-GN.

#### 4.3.2 IMPACTE NAS TARIFAS

Tendo por base os cenários descritos anteriormente de redução de investimento verificam-se os impactes tarifários, quer nas tarifas de uso da rede de distribuição, quer nas tarifas de acesso às redes e por fim nas tarifas de venda a clientes finais. Estes impactes tarifários são uma vez mais discriminados quer por nível de pressão, quer por tipo de fornecimento. Os valores apresentados no quadro seguinte são valores anualizados.

**Quadro 4-3 - Impacte tarifário nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição, nas tarifas de Acesso às Redes e nas Tarifas de Venda a Clientes Finais da proposta de PDIRD-GN 2018**

Tarifas	Impacte Tarifário 2023/2018 (%) variação média anual		
	Redução de investimento		
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
<b>Uso Rede Distribuição MP/BP</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
AP	0,0%	0,0%	0,0%
MP	0,0%	0,0%	0,0%
BP	0,0%	0,0%	0,0%
BP>	0,0%	0,0%	0,0%
BP<	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Tarifas de Venda a clientes finais</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
AP	0,0%	0,0%	0,0%
MP	0,0%	0,0%	0,0%
BP	0,0%	0,0%	0,0%
BP>	0,0%	0,0%	0,0%
BP<	0,0%	0,0%	0,0%

Verifica-se que em qualquer um dos cenários com redução de investimento se garante a neutralidade tarifária.



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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

