

Índice

- A. Siglas e definições**
- B. Sumário executivo e enquadramento**
- C. Caracterização das infraestruturas de distribuição de Gás Natural**
- D. Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica**
- E. Enquadramento da gestão de projetos de investimento**
- F. Previsão de consumo de gás natural**
- G. Plano de investimento**
- H. Anexos**

A. Siglas e definições

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

GN – Gás Natural

SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural

PDIRD – Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição

RNDGN – Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural

PDIRGN – Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT

RNTIAT – Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL

RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

RPGN – Rede Pública de GN

ORD – Operador de Redes de Distribuição de GN

Cliente de GN – pessoa singular ou coletiva que compra gás natural para consumo próprio

Consumidor – o cliente final de gás natural

PA – Ponto de Abastecimento

RRC – Regulamento de Relações Comerciais do Setor do GN

RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do GN

CAPEX – Capital Expenditures (despesas de capital): Remuneração do RAB + Amortizações do exercício

OPEX – Operational Expenditure (despesas operacionais)

TOTEX – CAPEX + OPEX

RAB – Regulatory Asset Base (Base de Ativos Regulada)

DN – Desenvolvimento de Negócio

Investimento em DN – custo de todas as atividades associadas à operação de ligação de clientes, dos quais se destacam, a construção de RS e ramais, a infraestruturização, cadeia de medida e ligação. Investimento em expansão para ligação de novos pontos de consumo e incremento de volume de GN no SNGN.

Ano cruzeiro – Ano em que todos os novos consumidores ligados no âmbito do plano de investimento têm um ano completo de consumo

Instalação de GN – instalação privada a jusante da RPGN para uso de 1 ou mais clientes finais.

PRM – Posto de Regulação e Medida.

Conversão – Operação que consiste em dotar com uma instalação de gás os edifícios já existentes.

PDIRD-GN 2017-2021

Reconversão – Operação de adaptação de instalações de gás já existentes de uma família de gases para outra.

Ramal – conjunto de tubagens e acessórios que asseguram a passagem de GN desde a tubagem da rede de distribuição até à válvula de corte geral da instalação de utilização de gás.

Rede de distribuição de GN – Sistema constituído por tubagens, válvulas, acessórios e equipamentos que assegura a distribuição de gás natural.

BP – Baixa Pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar.

MP – Média Pressão - pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar.

BP< - Baixa Pressão com consumo inferior a 10 mil m³(n)

BP> - Baixa Pressão com consumo superior a 10 mil m³(n)

RS - Rede de distribuição Secundária - Parte de rede de distribuição de GN de pressão máxima de serviço inferior a 4 bar (**BP**).

RP – Rede de distribuição Primária – Parte de rede de distribuição de GN de pressão máxima de serviço igual ou inferior a 20 bar e superior a 4 bar (**MP**).

UAG – Unidade Autónoma de GNL

URD – Uso da Rede de Distribuição

PIB – Produto Interno Bruto

FBCF – Formação Bruta de Capital Fixo

Km – Quilómetros

mts – Metros

m€ - mil euros

M€ - Milhões de euros

GWh – Gigawatt hora

MWh – Megawatt hora

CURr – Comercializadora de Último Recurso Retalhista

B. Sumário executivo e enquadramento

O documento apresenta o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural da Beiragás para o quinquénio 2017-2021.

O plano de investimento reflete as orientações estratégicas que a Beiragás tem seguido para consolidar o projeto de distribuição de GN na sua área de concessão nas melhores condições de segurança e de qualidade de serviço e garantindo o cumprimento cabal das obrigações previstas no contrato de concessão, na legislação específica e nos regulamentos aplicáveis ao setor.

Face ao PDIRD anterior a Beiragás elaborou esta proposta para o período 2017-2021 tendo em consideração a evolução do enquadramento regulamentar, as recomendações da DGEG e os pareceres da ERSE e do Operador da RNTGN.

Estas melhorias consistem, nomeadamente, na apresentação de informação mais detalhadas ao nível:

- ✓ Da caracterização da atividade de distribuição de GN, nomeadamente referente à atividade de investimento;
- ✓ Da cobertura geográfica da Concessão;
- ✓ Da caracterização das infraestruturas existentes, a base de clientes abastecida, a distribuição geográfica de consumidores e consumos de GN;
- ✓ Da caracterização dos projetos na sua dimensão geográfica, apresentando toda a informação por concelho tanto para os dados históricos como para as projeções de volumes, pontos de consumo, ativos de distribuição, ...
- ✓ Dos critérios de suporte à seleção dos investimentos;
- ✓ Da fundamentação das perspetivas de evolução da procura global e dos pontos de consumo abastecidos;
- ✓ Da quantificação dos benefícios e objetivos dos investimentos.

A Beiragás apresenta esta proposta de PDIRD de forma individual contrariamente ao PDIRD 2015-2019 onde foi integrado num único documento que agregava todos os planos de investimento dos 8 ORDs do grupo Galp, disponibilizando contudo a informação referente a cada ORD.

Esta alteração visa facilitar a comparabilidade das propostas e as particularidades de cada ORD, que decorrem de vários fatores dos quais se destacam o contexto histórico, a dimensão, a estrutura e as características regionais das áreas concessionadas ou licenciadas.

O universo dos ORDs é composto por 11 empresas que exercem a sua atividade em regime de exclusividade na respetiva área atribuída pela Concessão ou Licença.

- 4 empresas com atividade de ORD, dos quais 3 são do grupo Galp (Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás) formalizaram as suas concessões no ano de 1993.
- 2 empresas integradas (ORD + CURr), das quais 1 é do grupo Galp (Beiragás), iniciaram a concessão em 1998.

PDIRD-GN 2017-2021

- 5 empresas integradas (ORD + CURr) de menor dimensão, têm a sua atividade regida por licenças locais de distribuição atribuídas entre os anos 2002 e 2008. Destas, 4 empresas pertencem ao Grupo Galp (Paxgás, Duriensegás, Dianagás e Medigás).

Esta proposta foi elaborada e apresentada antes da decisão final sobre a proposta de PDIRD do período anterior 2015-2019.

No Quadro 1 apresenta-se uma síntese comparativa das duas propostas do PDIRD.

Quadro 1

Investimento (m€)	PDIRD 2015-2019		PDIRD 2017-2021		Variação	
Investimento DN - Ligação de clientes	6.817	95%	5.971	80%	-846	-12%
Outros investimentos em infraestrutura	225	3%	719	10%	494	219%
Outros investimentos	123	2%	796	11%	674	549%
Total	7.165	100%	7.486	100%	321	4%

B.1. Enquadramento legislativo do PDIRD

A proposta de PDIRD foi elaborada e apresentada à DGEG de acordo com o artigo 12º-C do Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei nº 231/2012, de 26 de outubro.

Os ORDs devem elaborar, nos anos pares, um PDIRD. O PDIRD deve 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.

Os ORDs devem apresentar a sua proposta de PDIRD à DGEG até ao final de abril de cada ano par.

O plano de investimento e os seus objetivos têm em consideração obrigações do ORD previstas no Contrato de Concessão, na legislação nacional e nos regulamentos do setor, especialmente no RRC e RARII.

Da legislação nacional do setor destacam-se:

- ✓ O **Decreto-Lei nº 30/2006**, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo **Decreto-Lei nº 230/2012**, de 26 de outubro, estabelece as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) em Portugal, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de receção, armazenamento, transporte, **distribuição** e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural.
- ✓ **Decreto-Lei nº 140/2006**, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo **Decreto-Lei nº 231/2012**, de 26 de outubro, estabelece os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de transporte, de armazenamento subterrâneo de gás natural, de receção, armazenamento e regaseificação de

gás natural liquefeito (GNL) e **de distribuição de gás natural**, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de comercialização de gás natural e de organização dos respetivos mercados. O Decreto-Lei estabelece também as regras relativas à gestão técnica global do sistema nacional de gás natural (SNGN), ao planeamento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT), ao **planeamento da rede nacional de distribuição de gás natural (RNDGN)**, à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança.

B.2. Caracterização da atividade de distribuição de GN

A atividade de distribuição de GN é assegurada através da exploração da RNDGN nos termos previstos no Decreto-Lei nº 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei nº 230/2012, de 26 de outubro, e, mediante Concessões ou Licenças atribuídas pelo Estado aos ORDs.

A atividade de Distribuição de gás natural deve assegurar a operação das redes de distribuição de gás natural em condições técnicas e económicas adequadas.

A Beiragás desenvolve a sua atividade de distribuição de GN de acordo com o Contrato de Concessão assinado em 11 de abril de 2008.

A concessão tem por objeto a atividade de distribuição de gás natural, exercida em regime de serviço público, na área de concessão atribuída.

Integram-se no objeto da concessão:

- ✓ O recebimento, a veiculação e a entrega de GN através da rede de distribuição.
- ✓ A **construção**, a **manutenção**, a operação e a exploração de todas as infraestruturas que integram a RNDGN, na área correspondente à concessão, e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação.
- ✓ A **promoção da construção**, **conversão** ou **adequação** e eventual participação de instalações de utilização de GN, propriedade dos clientes finais, de modo a que seja possível o abastecimento das mesmas a GN.
- ✓ O **planeamento**, o **desenvolvimento**, a **expansão** e a gestão técnica da RNDGN, na área de concessão.

A Concessionária deve desempenhar a atividade de distribuição de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço público e adotar, para o efeito, os melhores procedimentos, meios e tecnologias utilizados no setor do gás, com vista a **garantir**, designadamente, **a segurança de pessoas e bens** e **a segurança do abastecimento**.

A Concessionária deve, ainda, **manter**, durante o prazo de vigência da concessão, em **permanente estado de bom funcionamento, conservação e segurança**, os bens e meios afetos à concessão, efetuando para tanto as reparações, **renovações**,

adaptações e modernizações necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

B.3. Enquadramento e objetivos do PDIRD

A proposta de PDIRD está enquadrada nas preocupações da empresa em garantir o cumprimento das obrigações atribuídas ao ORD e mencionadas no ponto anterior.

Os objetivos consistem em assegurar as melhores condições técnicas e económicas da atividade de distribuição de GN conforme previsto no contrato de concessão, e em dar continuidade ao projeto de gaseificação da área da concessão da Beiragás num ritmo mais contido mas com um esforço sustentado ao longo do período, assegurando também a obrigação de ligação à RNDGN dos pedidos de acesso apresentados por requisitantes que desejem consumir GN, nos termos previstos na legislação aplicável. Esta obrigação está prevista no RRC¹, no capítulo sobre as ligações às redes que define que os ORDs, dentro das suas áreas de concessão, uma vez reunidos os requisitos técnicos e legais necessários à sua exploração, têm obrigação de ligação:

- ✓ Das instalações de clientes com consumo anual superior a 10 mil m³ (n).
- ✓ Das instalações de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 mil m³ (n), desde que os mesmos se situem dentro da área de influência da rede de distribuição.

O nível de investimento anual previsto na proposta de PDIRD resulta das decisões estratégicas definidas pela empresa, no atual enquadramento do setor do GN, que se consubstanciam num esforço financeiro comparativamente mais reduzido a períodos anteriores, apesar de existirem ainda alguns concelhos da Concessão que não têm acesso ao GN e que o grau de cobertura geográfica dos concelhos com GN apresentar um potencial de desenvolvimento maior que o assumido nos objetivos do plano.

Esta orientação, norteada por princípios de racionalidade do investimento e de prudência face a eventuais alterações das premissas que suportam as decisões de investimento, está condicionada pelos riscos de mudança das condições de mercado, decorrentes nomeadamente, de alterações de regulamentos ou de normas técnicas associadas, que podem passar a constituir barreiras ao desenvolvimento dos projetos nas condições inicialmente conhecidas e assumidas e que suportaram as decisões de investimento.

Por exemplo, para expansão da distribuição de GN assente em grandes extensões de rede em concelhos já dotados de infraestruturas ou em novos concelhos, o esforço inicial é sobretudo concentrado no investimento em redes e só depois e de forma progressiva é que surge o investimento em ligações de clientes. No caso de alterações das condições do mercado no decorrer do processo, nomeadamente ao

¹ Artigo 165º do RRC republicado em abril de 2016

PDIRD-GN 2017-2021

nível dos preços de referência das conversões e reconversões das instalações receptoras de GN ou ao nível das condições de acesso à rede, podemos correr o risco de após a construção de alguns quilómetros de rede não ser possível concretizar o nível de adesão dos potenciais clientes identificados, comprometendo os objetivos de incremento de volume de gás para o SNGN e consequentemente colocar em causa a própria eficiência do investimento realizado.

Neste contexto o montante anual de investimento proposto não está essencialmente condicionado pelo nível de maturidade da cobertura de mercado, mas antes por decisão da empresa num esforço financeiro menos exigente no atual quadro do setor, nomeadamente motivado pela possibilidade de surgir um quadro regulatório que condicione o desenvolvimento dos projetos de investimento.

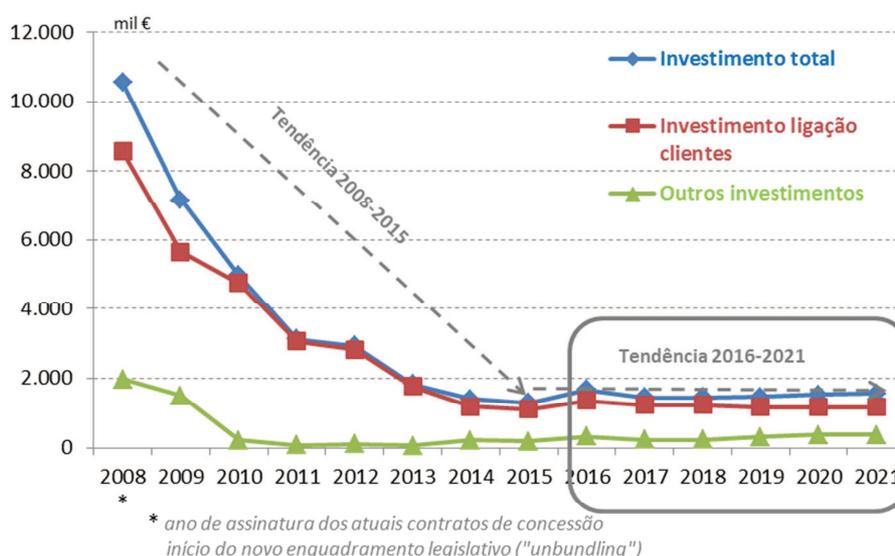
O investimento programado da Beiragás, em termos gerais, após uma tendência acentuada de desaceleração verificada no período de 2008-2015, caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os **1,5 M€** para o período 2017-2021, substancialmente inferior ao valor registado em 2008 de **10,5 M€**, ou seja, menos **86%** do esforço de investimento anual.

O valor proposto de investimento anual é menor que a redução anual do RAB, no valor da amortização do ativo, pelo que não permite a reposição do valor do ativo remunerado e desde logo **induz uma redução da tarifa de acesso às redes de distribuição.**

Esta tendência de alisamento do nível de investimento anual para o quinquénio explica-se, fundamentada nos princípios de racionalidade e de eficiência dos recursos, pela decisão de orientar o esforço de investimento da Beiragás para os concelhos já gaseificadas ou próximos da rede de distribuição existente, com reforço da rentabilização do investimento estruturante em infraestruturas realizado no passado para ligação à rede local de distribuição.

Esta orientação estratégica impacta na própria natureza do investimento realizado e proposto no plano que assenta em pequenas extensões de redes construídas ou a construir sobre a infraestrutura de distribuição já em serviço para ligar novos clientes de GN.

Gráfico 1



As prioridades definidas, motivadas pela racionalidade económica e a prudência face à incerteza da evolução do enquadramento regulatório dos investimentos, condicionaram a expansão tanto nos próprios concelhos já dotados de infraestruturas de distribuição como para novos concelhos incluídos nas áreas de influência da empresa.

C. Caracterização das infraestruturas de distribuição de Gás Natural

❖ **Em termos de área geográfica**

A Concessão da Beiragás abrange **59** concelhos dos quais **13** já têm distribuição de GN para todos os segmentos de mercado (residencial, terciário e grandes consumidores).

A Beiragás possui ainda infraestruturas dedicadas a clientes industriais nos concelhos de Arganil, Almeida, Sátão, Penacova e Vila Velha de Ródão.

Não estão previstos novos investimentos nestes 5 concelhos.

Concelhos da área de concessão

13 concelhos com Distribuição de GN em 30 de abril de 2016		
1. Viseu	6. Guarda	11. Castelo Branco
2. Tondela	7. Lousã	12. Covilhã
3. Mangualde	8. Seia	13. Fundão
4. Mortágua	9. Nelas	
5. Santa Comba Dão	10. Lamego	

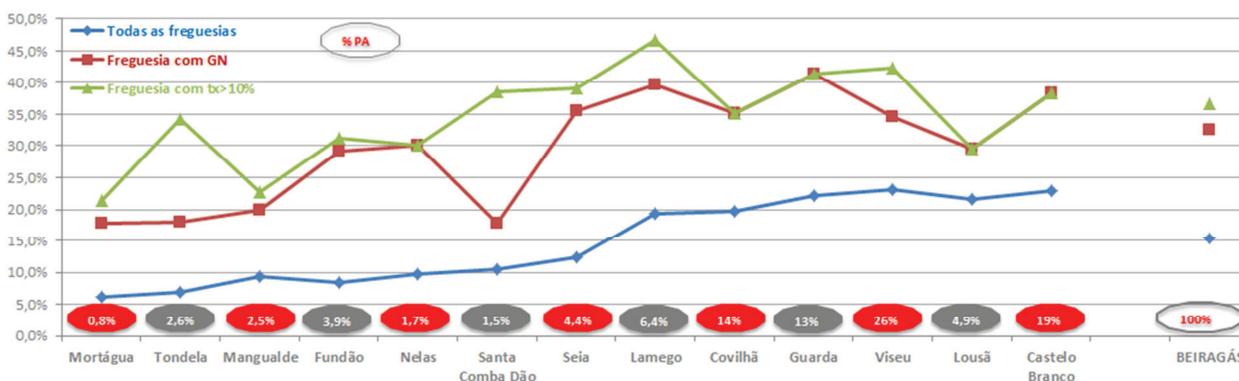
46 concelhos sem Distribuição de GN em 30 de abril de 2016						
1. Armamar	8. Penedono	15. Tarouca	22. Pampilhosa da Serra	29. Oleiros	36. Almeida	43. Pinhel
2. Carregal do Sal	9. Resende	16. Vila Nova de Paiva	23. Penacova	30. Penamacor	37. Celorico da Beira	44. Sabugal
3. Castro Daire	10. São Pedro do Sul	17. Vouzela	24. Penela	31. Proença-a-Nova	38. Fig.Castelo Rodrigo	45. Trancoso
4. Cinfães	11. SJ Pesqueira	18. Arganil	25. Tábua	32. Sertã	39. Fornos de Algodres	46. Vila Nova de Foz Coa
5. Moimenta da Beira	12. Sátão	19. Gois	26. Vila Nova de Poiares	33. Vila de Rei	40. Gouveia	
6. Oliveira de Frades	13. Sernancelha	20. Miranda do Corvo	27. Belmonte	34. Vila Velha de Rodão *	41. Manteigas	
7. Penalva do Castelo	14. Tabuaço	21. Oliveira do Hospital	28. Idanha-a-Nova	35. Aguiar da Beira	42. Meda	

* Em Vila Velha de Ródão estão ligados clientes industriais em MP

➤ **Cobertura geográfica**

O gráfico 2 reflete o nível de cobertura dos 13 concelhos da área de concessão da Beiragás e o peso de cada concelho em termos de PA ligados da empresa.

Gráfico 2



PDIRD-GN 2017-2021

A taxa de cobertura foi apurada com base na informação dos pontos de abastecimento ligados e a quantidade de alojamentos familiares² existentes em cada freguesia dos concelhos onde a empresa assegura a distribuição de GN.

Foram consideradas 3 situações:

- ✓ Taxa apurada considerando todas as freguesias dos concelhos abastecidos ("Todas as freguesias").
- ✓ Taxa apurada considerando somente as freguesias abastecidas ("Freguesia com GN").
- ✓ Taxa apurada considerando somente as freguesias abastecidas com taxas de penetração superior a 10% ("Freguesia com taxa>10%").

O gráfico evidencia que há concelhos com diferentes níveis de cobertura das suas freguesias o que é devido aos diferentes graus de dispersão dos locais de consumo entre freguesias.

❖ Em termos de desenvolvimento das infraestruturas de distribuição

O quadro 2 ilustra a cobertura regional das infraestruturas da empresa com a indicação dos pontos de ligação à RNTGN em cada concelho incluído no plano de investimento para o período de 2017 a 2021 (dados de 2015).

Quadro 2

Beiragás	RP kms	PRM #	UAG #	RS kms	Ramais #	Pontos de Abastecimento ativos #	Pontos de ligação à RNTGN ou UAG
Castelo Branco	3	1	0	123	2.974	9.574	GRMS 10209
Covilhã	7	2	0	85	1.901	7.376	GRMS 10359
Fundão	0	1	0	35	502	2.000	GRMS 10309
Guarda	2	1	0	95	2.531	6.503	GRMS 10459
Lamego	0	0	1	34	741	3.288	UAG
Lousã	0	0	1	38	786	2.503	UAG
Mangualde	11	1	0	10	201	1.299	GRMS 11309
Mortágua	12	2	0	27	728	394	GRMS 11109
Nelas	3	1	0	18	365	889	GRMS 11156
Santa Comba Dão	0	1	0	26	483	797	GRMS 11159
Seia	0	0	1	38	1.200	2.292	UAG
Tondela	0	1	0	41	860	1.331	GRMS 11209
Viseu	0	1	0	181	5.070	13.341	GRMS 11279
Total Beiragás	37	12	3	752	18.342	51.587	

RP: Rede de Distribuição Primária (MP)

RS: Rede de Distribuição Secundária (BP)

² Fonte: INE – Censos 2011

PDIRD-GN 2017-2021

❖ **Dados históricos do investimento da Concessão**

➤ **Custos totais unitários: TOTEX = CAPEX + OPEX**

Os custos unitários, por unidade de energia e por ponto de abastecimento, apurados com base nos parâmetros definidos e na informação publicada pela ERSE para efeito de tarifas do ano gás 2014-2015³, do ano gás 2015-2016⁴ e do ano gás 2016-2017⁵ são os seguintes para a Beiragás:

Custos totais (€) *	Tarifas AG ** 2014-2015	Tarifas AG ** 2015-2016	Tarifas AG ** 2016-2017
TOTEX / MWh	12,32	10,65	9,77
TOTEX / PA	213,60	201,62	222,96
* TOTEX = CAPEX + OPEX		** Ano Gás	

➤ **Investimento**

O quadro 3 apresenta o investimento⁶ realizado nos 5 anos anteriores à proposta do PDIRD para o quinquénio 2017-2021.

Quadro 3

Investimento (m€)	2012	2013	2014	2015	2016
Investimento em Desenvolvimento Negócio	2.828	1.777	1.186	1.114	1.359
Investimentos em infraestruturas existentes	75	48	119	112	138
Outros investimentos	31	8	96	66	178
Total	2.934	1.833	1.401	1.292	1.676

O detalhe do investimento em DN (Desenvolvimento de Negócio) de Ligação de novos Pontos de Abastecimento (PA), do investimento em infraestruturas existentes e os outros investimentos é ilustrado, respetivamente nos quadros 4, 5 e 6.

³ “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2014-2015” – ERSE, junho 2014

⁴ “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016” – ERSE, junho 2015

⁵ “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017” – ERSE, junho 2016

⁶ Os valores de 2016 são previsionais

PDIRD-GN 2017-2021

Quadro 4

Investimento em Desenvolvimento Negócio (m€)	2012	2013	2014	2015	2016
Rede Secundária	887	631	424	461	518
Ramais	341	210	144	159	187
Conversões e reconversões	1.451	848	556	443	587
Contadores / cadeias medida	147	88	62	55	67
Total	2.828	1.777	1.186	1.118	1.359
Novos clientes de GN (#)	2.774	1.789	1.250	1.157	1.333
Conversões e reconversões (#)	2296	1397	941	861	1093
Rede Secundária (kms)	20	15	10	9	9
Ramais (#)	982	600	393	364	501

Quadro 5

Investimentos em infraestruturas existentes (m€)	2012	2013	2014	2015	2016
Rede Primária (construção)	50	43	0	0	0
Rede Primária (outos: PRM, Servidões, ...)	7	5	29	8	15
RS - Anelagens e reestruturação	0	0	90	104	100
Rede Secundária - Outros	17	0	0	0	23
Total	75	48	119	112	138

Quadro 6

Investimento em outras atividades (m€)	2012	2013	2014	2015	2016
Renovação contadores / redutores	0	0	16	2	59
Sistemas Informação	0	0	17	18	63
Outros	31	8	62	46	56
Total	31	8	96	66	178

➤ Consumidores ligados

Os quadros 7 e 8 apresentam os consumidores ligados, respetivamente, por segmento e por perfil de consumo.

Quadro 7

Pontos de Abastecimento (PA) por segmento	2012	2013	2014	2015	2016
Doméstico	46.881	48.283	49.226	50.170	51.367
Terciário	941	917	1.034	1.150	1.176
Indústria	261	265	266	270	275
Total	48.083	49.465	50.526	51.590	52.818

Quadro 8

Pontos de Abastecimento (PA) por nível de pressão	2012	2013	2014	2015	2016
BP<	47.822	49.200	50.260	51.320	52.543
BP>	242	249	250	255	260
MP	19	16	16	15	15
AP	-	-	-	-	-
Total	48.083	49.465	50.526	51.590	52.818

PDIRD-GN 2017-2021

➤ Quantidades de gás distribuídas

Quadro 9

Volumes veiculados por nível de pressão (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016
BP<	153	156	149	150	163
BP>	379	490	527	505	453
MP	308	309	271	259	283
AP	-	-	-	-	-
Total	840	955	948	914	899

➤ Consumos médios por nível de pressão

Quadro 10

Consumo médio por nível de pressão (MWh/PA)	2012	2013	2014	2015	2016
BP<	3,19	3,21	3,00	2,95	3,10
BP>	1.566	1.996	2.113	2.000	1.919
MP	16.230	17.674	16.967	16.719	16.898
AP	-	-	-	-	-
Total	17,5	19,6	19,0	17,9	17,2

A informação desagregada por concelho consta das fichas individuais em anexo.

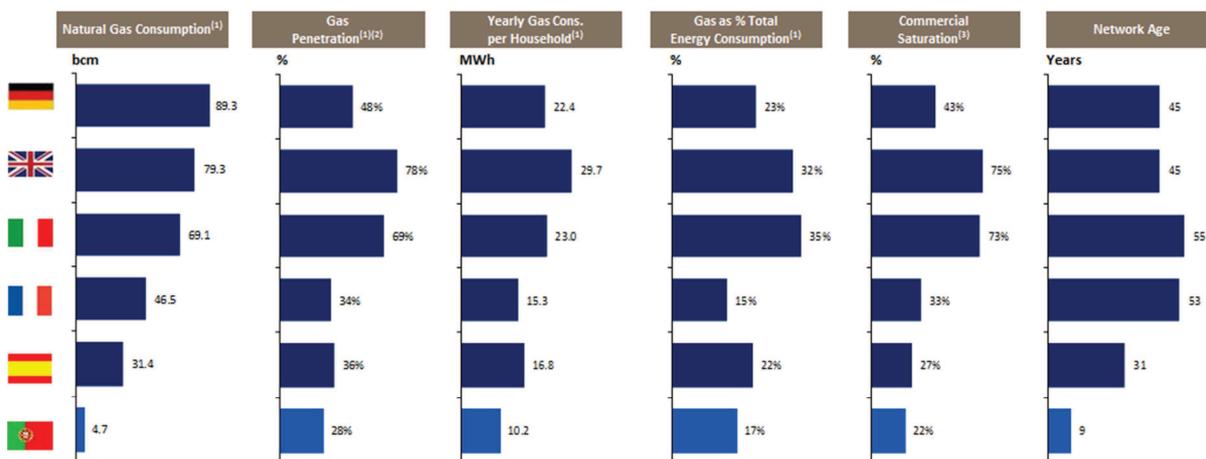
D. Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica

D.1. Benchmarking Distribuição GN Portugal vs Outros Países Europeus

O setor de GN Português é menos maduro que a maioria dos países europeus e é caracterizado por:

- ✓ Apresentar um consumo mais baixo tanto em termos absolutos como por consumidor, com o GN a representar somente cerca de 17% do total do consumo energético.
- ✓ Reduzidos níveis de penetração e de saturação comercial, apresentando um dos mais baixos pesos do consumo residencial sobre o total do GN consumido.
- ✓ Ter a mais recente rede de distribuição com significativos e recentes investimentos nas infraestruturas que ainda não atingiram a sua plena capacidade.

Gráfico 3 – Características e posicionamento do mercado de GN Português

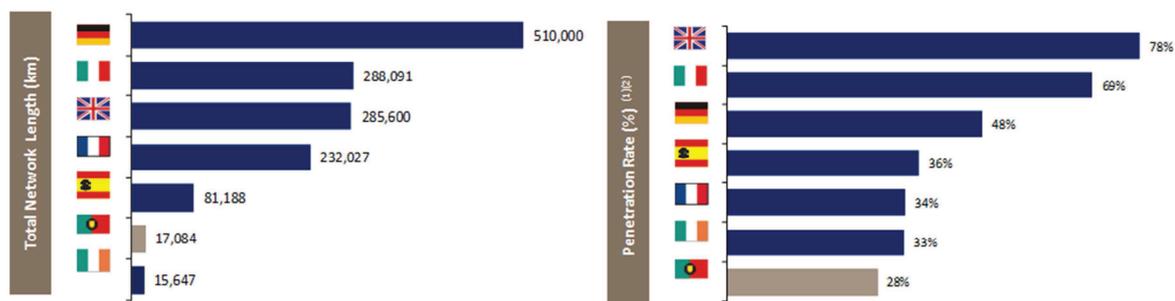


Source: Gas Matters, the Economist Intelligence Unit, The Boston Consulting Group, Eurostat yearly statistics, Euralectric
 (1) Source: Eurogas Statistical report 2014.
 (2) Calculated as number of natural gas customers/(number of householders + number of SMEs).
 (3) Calculated as gas customers over electricity customers.

- ✓ A atividade de distribuição de GN em Portugal iniciou-se em 1997 e a idade média da sua infraestrutura ronda os 10 anos contra cerca de 40-50 anos nos mercados maduros europeus.
- ✓ O mercado Português apresenta baixas taxas de penetração comparativamente aos mercados maduros europeus.

PDIRD-GN 2017-2021

Gráfico 4 – Extensão das redes e taxa de penetração



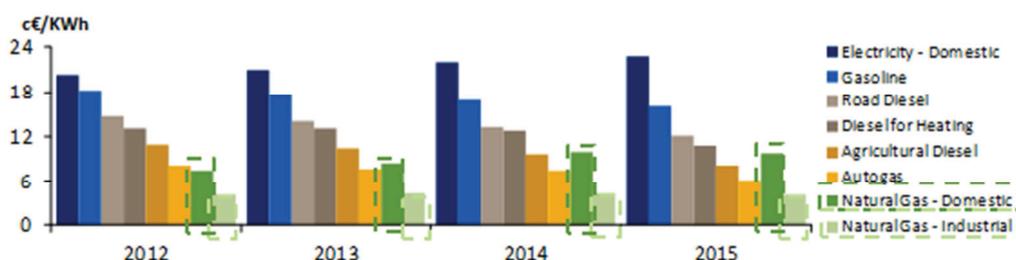
- (1) Source: Eurogas Statistical report 2014.
- (2) Calculated as number of natural gas consumers/(number of householders + number of SME). Source for householders and SMEs : Eurostat.

D.2. Enquadramento do GN na economia Portuguesa

Vantagens competitivas e ambientais⁷:

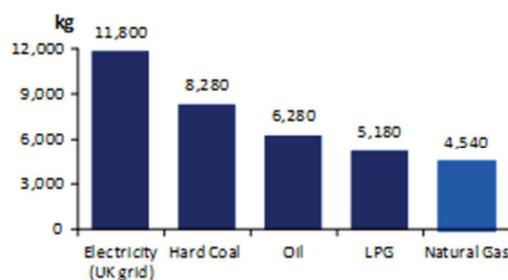
- O preço mantém as condições competitivas do GN face às alternativas energéticas, sobretudo para o setor industrial.

Gráfico 5 – Comparação de tarifas entre o GN e outras fontes de energia



- O GN contribui para a redução de emissão de CO₂.

Gráfico 6 – Emissões anuais de CO₂ para aquecimento de uma habitação



⁷ Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia, Wood Mackenzie, Biomass Energy centre, University of Oxford paper: “The outlook for natural gas demand in Europe”.

PDIRD-GN 2017-2021

Neste contexto é expetável a manutenção do interesse na adesão ao GN, nomeadamente do setor industrial.

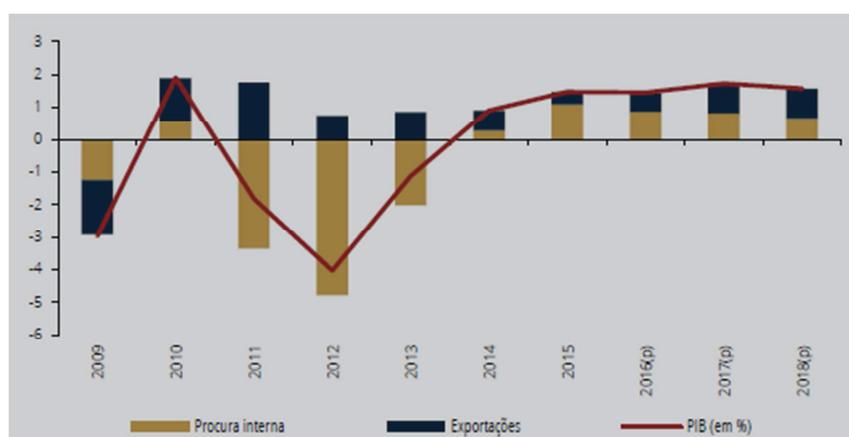
D.3. Perspetiva da evolução da economia Portuguesa

De acordo com as projeções para a economia Portuguesa do Banco de Portugal é esperado a continuação de um crescimento moderado da atividade económica.

- Produto Interno Bruto

O PIB deverá manter a sua trajetória de recuperação registada desde 2012 mas com um nível de crescimento anual moderado projetado até 2018 na ordem dos 1,6%.

Gráfico 7 – Contributos líquidos para o crescimento do PIB (em pontos percentuais)⁸



A taxa de crescimento da economia para 2016 deverá manter o nível de 2015 que registou uma variação de 1,5%. Em 2017 deverá acelerar para 1,7% e abrandar em 2018 com um crescimento previsto de 1,6%.

⁸ Fonte: Banco de Portugal – “Projeções para a economia Portuguesa: 2016-2018”

PDIRD-GN 2017-2021

Quadro 11 – Taxa de variação anual (em %)⁹

	Pesos		Projeção março 2016			BE dezembro 2015		
	2015	2015	2016 ^(p)	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2015 ^(p)	2016 ^(p)	2017 ^(p)
Produto interno bruto	100,0	1,5	1,5	1,7	1,6	1,6	1,7	1,8
Consumo privado	65,9	2,6	1,8	1,9	1,3	2,7	1,8	1,7
Consumo público	18,2	0,8	1,1	0,4	0,6	0,1	0,3	0,1
Formação bruta de capital fixo	15,0	3,7	0,7	4,5	4,5	4,8	4,1	6,1
Procura interna	99,2	2,4	1,4	2,0	1,7	2,4	1,8	2,1
Exportações	40,3	5,1	2,2	5,1	4,8	5,3	3,3	5,1
Importações	39,5	7,3	2,1	5,6	4,9	7,3	3,6	5,6
Contributo para o crescimento do PIB líquido de importações (em p.p.) ^(a)								
Procura interna		1,1	0,9	0,8	0,7	1,1	0,9	0,9
Exportações		0,4	0,6	0,9	0,9	0,4	0,8	0,9
Balança corrente e de capital (% PIB)		1,7	2,9	2,3	2,3	2,4	2,5	2,3
Balança de bens e serviços (% PIB)		1,7	2,6	2,1	2,0	1,6	1,7	1,3
Índice harmonizado de preços no consumidor		0,5	0,5	1,4	1,6	0,6	1,1	1,6

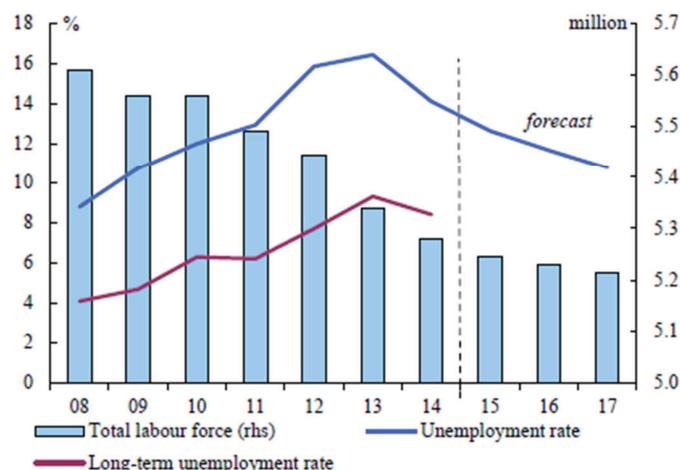
Fontes: INE e Banco de Portugal.

Notas: (p) – projetado, p.p. – pontos percentuais. Para cada agregado apresenta-se a projeção correspondente ao valor mais provável condicional ao conjunto de hipóteses consideradas. (a) Os agregados da procura em termos líquidos de importações são obtidos deduzindo uma estimativa das importações necessárias para satisfazer cada componente. O cálculo dos conteúdos importados foi feito com base em informação relativa ao ano de 2005. Para mais informações, ver a Caixa “O papel da procura interna e das exportações para a evolução da atividade económica em Portugal”, Boletim Económico de junho de 2014.

- Emprego

Quando à evolução do emprego as projeções apontam para a redução gradual da taxa de desemprego. A recuperação moderada do emprego também contribui para a evolução projetada do consumo privado.

Gráfico 8 – Mercado de trabalho Português¹⁰



⁹ Fonte: Banco de Portugal – “Projeções para a economia Portuguesa: 2016-2018”

¹⁰ Fonte: Comissão Europeia – “European Economic Forecast” – fevereiro 2016

PDIRD-GN 2017-2021

- Investimento

Depois de uma forte desaceleração da FBCF é esperado ao longo de 2016 que o nível de FBCF empresarial recupere, em linha com a evolução da atividade económica. Quanto à FBCF em habitação, é esperado um crescimento em 2016, que acompanha o incremento do rendimento disponível e a recuperação do mercado de trabalho.

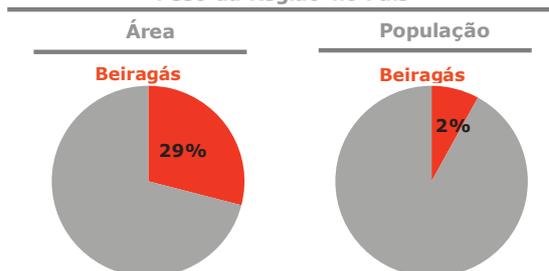
Para 2017 e 2018 as projeções apontam para uma melhoria com crescimento médio anual na ordem dos 4,5% conforme ilustrado no quadro 11.

D.4. Contexto regional da empresa

A Concessão da Beiragás abrange **38** concelhos e numa área de **26.700** km², e possui uma população de cerca de **814 mil** habitantes, que representa, respetivamente, **29%** do território nacional e **8%** da população total.



Peso da Região no País



Em síntese,

- O estado atual de maturidade do mercado de GN,
- O desenvolvimento das infraestruturas de distribuição em Portugal,
- O nível de capacidade utilizada das infraestruturas,
- As vantagens competitivas dos preços face a fontes alternativas de energia,
- Os impactes ambientais menos críticos em termos de emissão de CO₂,
- As perspetivas da evolução da economia nacional, das famílias e do setor empresarial,

Vêm reforçar a solidez das premissas que suportam as projeções de investimento e em particular a projeções de consumo alicerçadas em princípios conservadores e de prudência conforme ilustrado nos pontos F e G seguintes.

As projeções de acréscimo de consumo de GN resultam da captação de novos pontos de abastecimento para os quais foi estimado um consumo unitário que resulta das médias da empresa para cada concelho e para cada nível de pressão, apurado com base nos valores reais dos últimos 4 anos.

Por sua vez, a captação de novos pontos de abastecimento decorre do potencial de mercado a ser abastecido através da saturação das redes existentes ou através da expansão racional das infraestruturas de distribuição de GN para áreas objeto de avaliação decorrente de levantamento de mercado ou das interações com os *players* de mercado (urbanizadores, promotores imobiliários ou industriais, projetistas, Municípios, instaladores e construtores).

E. Enquadramento da gestão de projetos de investimento

E.1. Projetos de investimento de DN – Ligação de novos PA

Para o investimento em DN, de expansão e de ligação de novos locais de consumo, a Distribuição de GN do Grupo Galp tem reforçado a necessidade de assegurar as condições da sua eficiência técnica e económica.

Para reforçar esta prática na atividade de distribuição do Grupo Galp são definidas metas de eficiência económica do investimento para suportar a tomada de decisão na escolha de investimento em DN a realizar.

Considerando por um lado os normativos em vigor, nomeadamente o conjunto de regras e obrigações previstas no RRC, e por outro, a volatilidade da variável “volume de GN”, que apesar de constituir um dos drivers críticos de referência do impacto do investimento nas tarifas pode conduzir a análises enviesadas¹¹, os ORDs do Grupo Galp optaram por indicadores que relacionam o investimento com os novos pontos de consumo que incrementam o volume de GN ao SNGN, considerando que para os segmentos de mais baixo consumo, nomeadamente o setor residencial, o consumo é estimado com base no perfil médio do respetivo concelho de localização da habitação.

Com base em levantamentos de mercado e nas iterações com os agentes de mercado (Câmaras Municipais ou outras entidades locais, projetistas, promotores imobiliários ou industriais, urbanizadores, instaladores e construtores) são identificadas potenciais extensões de rede ou urbanização a integrar na infraestrutura de distribuição da empresa.

Após a avaliação comercial das extensões propostas baseadas em indicadores de eficiência e racionalidade do investimento, e no caso de aprovação, é disponibilizada à força comercial a área para contratação de ligação e posterior construção da rede de distribuição e da execução das infraestruturas e ligação dos pontos de consumo.

Além dos gestores de projeto, as diferentes fases do processo envolvem várias competências (técnicas, comerciais, administrativas, financeiras e de controlo) e de recursos técnicos e humanos (quadros da empresa e dos seus prestadores de serviços) que atuam em *back-office* de suporte e em campo de operações.

Esta atividade também contribui para a criação e manutenção de elevada quantidade de postos de trabalho, nomeadamente que requerem qualificações adequadas. Neste sentido o projeto de desenvolvimento da atividade de distribuição tem contribuído para a sociedade e a economia nacional.

Assim, para efeito de avaliação do investimento, destacam-se 2 indicadores que constituem o referencial para a tomada de decisão e orientação de investimento, em

¹¹ Pela diferença na magnitude da ordem de grandeza dos consumos domésticos unitários (que correspondem a mais de 97% do número de pontos de entrega), vs os consumos industriais (<3% dos pontos de entrega, mas >80% do consumo total)

PDIRD-GN 2017-2021

termos económicos, “investimento DN/cliente”, e em termos operacionais, “metros de rede/cliente”.

- ✓ O rácio “**investimento DN / novo cliente ligado**” (capex unitário) constitui o principal indicador que suporta a definição de metas de eficiência económica do investimento.

Contudo em termos de métricas, nomeadamente metros de rede por PA é também tomada em consideração potenciais extensões futuras sobre a rede em avaliação.

Este *driver* de investimento está condicionado por características específicas de cada área geográfica dos ORDs e potenciais futuras expansões.

A variabilidade do *driver* é determinada por vários fatores dos quais se destacam:

- A tipologia da instalação do cliente (segmento novo ou existente).
 - A estrutura do segmento existente (conversão ou reconversão).
 - A densidade habitacional e dispersão dos locais de consumo que influenciam a necessidade de construção de rede (metros de rede/cliente).
 - As características das habitações (moradias/bloco habitacional) que condicionam o nível de clientes por ramal.
 - O nível de saturação horizontal e vertical.
 - Os próprios custos unitários de infraestruturização e ligação de cliente e dos custos unitários de construção de rede e ramais, nomeadamente agravados pelas taxas municipais e outras exigências dos Municípios para a realização de obras.
-
- ✓ O indicador “**metros de rede / cliente**”, além do seu impacto no “investimento DN / Cliente”, constitui só por si o indicador operacional de referência, correlacionador da infraestrutura de distribuição com o número de clientes ligados, considerando que para os segmentos de mais baixo consumo, nomeadamente o setor residencial, o consumo é estimado com base no perfil médio do respetivo concelho de localização da habitação.

E.2. Projetos de investimento em infraestruturas existentes

A identificação das prioridades de investimento é suportada pela monitorização e análise sistemática da rede.

Está prevista a realização de “anelagens e reestruturações”, que consistem na construção de rede para interligar troços de rede já construídos, por forma a ganhar redundância e fiabilidade de abastecimento.

A monitorização da rede é melhorada por via da montagem de novas unidades de transmissão de dados para o SCADA.

Com vista a melhorar a segurança e a qualidade de serviço, a Beiragás levará a cabo um programa de marcação física de válvulas e ramais que facilite a respectiva identificação em situações de operação corrente ou de emergência.

Por fim, estão previstos investimentos no sistema de protecção catódica existente e em equipamentos ATEX a instalar em zonas com aquela classificação.

E.3. Projetos de investimento em outras atividades

O principal projeto consiste na renovação de contadores e visa assegurar o cumprimento de obrigações legais e de assegurar a permanente fiabilidade do sistema de contagem.

Além do sistema de gestão de projeto de investimento suportado pelo sistema de informação SAP, a operacionalização da atividade é assegurada pelo sistema comercial (Open-SGC) e a ferramenta de mobilidade integrada (Solução Móvel).

A rubrica de outros investimentos engloba o equipamento técnico, com vista à reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, como por exemplo detetores de gás, detetores de CO, TPL (terminais portáteis de leitura) para nova versão do sistema de leituras de gás e armários para os veículos dos técnicos de rede, que evitem o movimento de equipamentos e ferramentas dentro da viatura, em caso de acidente.

F. Previsão de consumo de gás natural

Os pressupostos da projeção de consumo de gás natural são sustentados nos seguintes fatores:

- ❖ Evolução da quantidade de pontos de abastecimento ligados à rede condicionada:
 - Pelo acréscimo de pontos de consumo associados ao plano de investimento.
Por prudência nas projeções, nomeadamente para efeito de apuramento do impacte na tarifa num cenário mais desfavorável e da eficiência do investimento em ligação de novos consumidores, só foram considerados novos clientes dos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede (correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>¹²). A eventual ligação de novos grandes consumidores tem um impacte marginal no investimento face ao volume aportado.
 - Pela redução de pontos de consumo por rescisão de contrato.
Foi somente considerada a saída de pontos de consumo dos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede (correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>), por coerência com o pressuposto acima referido para os novos pontos de consumo. Admitindo que as saídas e as entradas de consumidores de outros níveis de pressão, em termos de volume, possam compensar-se, o que está refletido no comportamento relativamente estável dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição ao longo dos últimos anos.
- ❖ Perfil de consumo unitário por nível de pressão.
As projeções de consumo foram elaboradas assumindo-se uma estabilidade nos perfis de consumo por nível de pressão.
Os perfis têm um comportamento diferenciado por cada Operador de Redes de Distribuição considerando as condições específicas de cada região em termos de consumo médio mas também verificam-se variação entre concelhos do mesmo ORD.
Para limitar o impacte das variações anuais dos consumos médios devidos a fatores conjunturais, nomeadamente quanto à variação das condições climatéricas, foi considerado, para efeito de projeções, um valor de consumo médio apurado com base na média dos valores reais verificados no período 2012-2015 para cada concelho.

O acréscimo de consumo induzido pelo investimento de desenvolvimento de negócio previsto no PDIRD 2017-2021 resulta da entrada dos novos pontos de abastecimento considerando os perfis unitários de consumo por nível de pressão de cada região

¹² BP<: Baixa pressão com consumo anual inferior a 10 000 m³; BP>: Baixa pressão com consumo anual superior a 10 000 m³

PDIRD-GN 2017-2021

(concelho), nos pressupostos enunciados de prudência do cenário conservador¹³ assumido para avaliação do investimento¹⁴.

F.1. Tipologia de consumidores

Há 3 grandes grupos de consumidores abastecidos pela infraestrutura dos Operadores de Rede de Distribuição:

- ✓ Doméstico (residencial).
- ✓ Setor terciário e pequena indústria.
- ✓ Grandes consumidores (essencialmente do setor industrial).

A informação detalhada por concelho consta das fichas individuais em anexo.

A desagregação dos pontos de abastecimento é apresentada por nível de pressão no quadro 12.

No âmbito da projeção de novos pontos de consumo a ligar no plano 2017-2021, por uma razão de prudência do impacte na estimativa de acréscimo de volumes, só foram considerados clientes nos escalões mais baixos (BP< e BP>) conforme ilustrado no quadro seguinte.

Quadro 12

	Nº de PA		Acréscimo de novos PA					Total
	2015 R	2016 P	2017	2018	2019	2020	2021	
BP<	51.320	52.543	1.212	1.205	1.144	1.144	1.144	5.849
BP>	255	260	6	5	6	5	5	27
MP	15	15	0	0	0	0	0	0
AP	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	51.590	52.818	1.218	1.210	1.150	1.149	1.149	5.876

A projeção por cada concelho é apresentada nas fichas individuais em anexo.

¹³ Conforme constatação da ERSE referida nos seus comentários ao PDIRD 2015-2019 dos ORDs: “Os ORDs do grupo Galp, em termos agregados, são os mais pessimistas nas previsões de GN distribuído”.

¹⁴ Conforme capítulo G do documento.

F.2. Evolução da procura

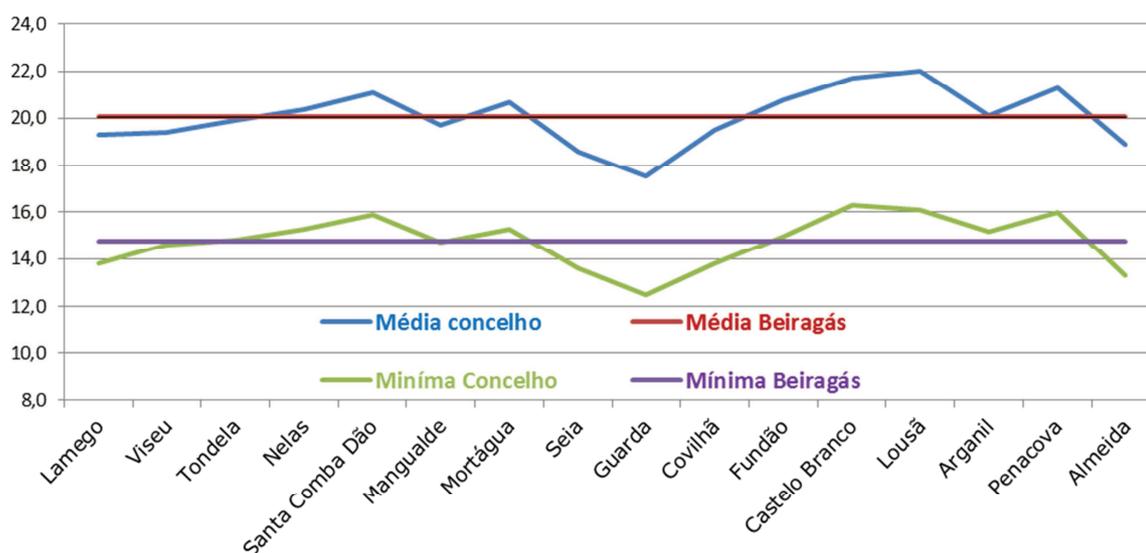
❖ Pressupostos

A evolução da procura de gás natural está condicionada por diversos fatores dos quais alguns de natureza exógena, inerentes às próprias características de mercado e às especificidades regionais.

➤ Condicionalismos transversais

- ✓ O contexto económico condiciona os níveis de produção com impacto no nível de consumo de gás natural.
- ✓ As condições climatéricas influenciam o consumo médio dos consumidores de gás natural, nomeadamente do segmento residencial.

Gráfico 9 - Nível de temperatura na área de concessão (°C)¹⁵



- ✓ A distribuição de gás natural é um serviço público mas que concorre no mercado com alternativas energéticas com forte poder negocial que decorre de uma maior liberdade que permite concretizar políticas comerciais agressivas com oferta de soluções energéticas e produtos que concorrem diretamente com o gás natural.
- ✓ A saída de consumidores de gás natural do sistema, tanto nos segmentos residenciais como das empresas. A viabilidade económica das indústrias e empresas de serviços, nomeadamente do ramo alimentar e da restauração, cuja falta de sustentabilidade tem levado ao encerramento de pontos de abastecimento com perdas de volume veiculado nas redes de distribuição.

¹⁵ Fonte: INE – ano 2014

PDIRD-GN 2017-2021

Foi assumida uma perda líquida anual de 0,2% da base de clientes.

Quadro 13

	Saída de PA					Total
	2017	2018	2019	2020	2021	
BP<	108	110	112	114	116	560
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
AP	-	-	-	-	-	-
Total	108	110	112	114	116	560

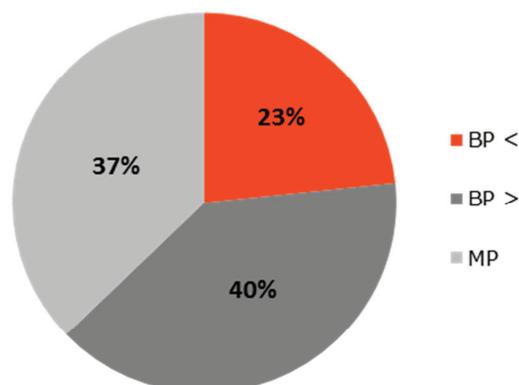
A projeção por cada concelho é apresentada nas fichas individuais em anexo.

➤ Condicionais regionais

- ✓ A estrutura da tipologia de consumidores e respetivos consumos que varia conforme a intensidade residencial e do tecido industrial das áreas geográficas dos ORDs.

O gráfico 10 ilustra a estrutura do fornecimento de GN por nível de pressão da Beiragás.

Gráfico 10



- ✓ O nível de cobertura regional das infraestruturas de distribuição de gás natural.

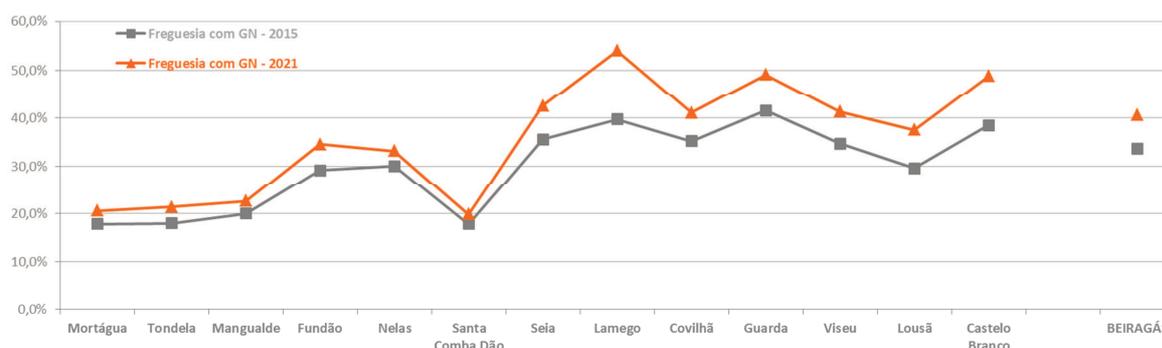
A projeção de novos pontos de abastecimento por concelho depende das infraestruturas de distribuição de GN existentes (conforme descrito no capítulo C) e do seu nível de utilização.

O grau de cobertura geográfico das infraestruturas de distribuição de GN varia de concelho para concelho de cada Operador de Redes de Distribuição conforme ilustrado no capítulo C (gráfico 2).

PDIRD-GN 2017-2021

O gráfico 11 ilustra a evolução esperada do grau de cobertura regional para todos os concelhos abrangidos no plano de investimento.

Gráfico 11



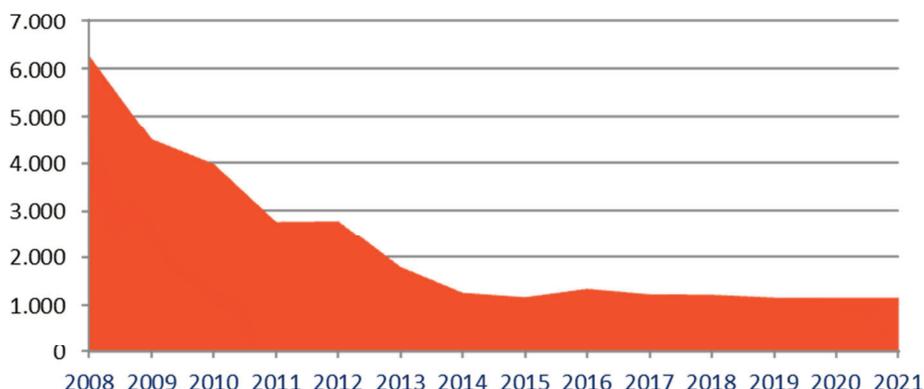
	Mortágua	Tondela	Mangualde	Fundão	Nelas	Santa Comba Dão	Seia
Freguesia com GN - 2015	17,8%	18,0%	20,0%	29,2%	30,0%	17,8%	35,5%
Freguesia com GN - 2021	20,5%	21,4%	22,6%	34,5%	33,2%	19,8%	42,5%

	Lamego	Covilhã	Guarda	Viseu	Lousã	Castelo Branco	BEIRAGÁS
Freguesia com GN - 2015	39,7%	35,2%	41,4%	34,7%	29,6%	38,4%	32,6%
Freguesia com GN - 2021	54,0%	41,0%	49,0%	41,2%	37,5%	48,8%	39,5%

- ✓ Novas entradas de consumo que resultam de novas ligações decorrentes do esforço de expansão e saturação das redes de distribuição dos ORDs na execução dos seus planos de investimento considerados no PDIRD 2017-2021 (conforme descrito no capítulo C).

A projeção de novos pontos de abastecimento e conseqüentemente a evolução dos consumos reflete o estado de desenvolvimento do projeto de expansão de infraestruturas. O gráfico 12 reflete o notório abrandamento do esforço de investimento em ligação de novos pontos de abastecimento.

Gráfico 12 - Evolução do acréscimo anual de novos PA



✓ O consumo médio por nível de pressão é visível no quadro abaixo.

Quadro 14

	consumo médio (MWh/PA)					consumo médio (MWh/PA)				
	2012 R	2013 R	2014 R	2015 R	2016 P	2017	2018	2019	2020	2021
BP<	3,2	3,2	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
BP>	1.566,4	1.995,6	2.113,1	1.999,9	1.918,8	1.918,8	1.918,8	1.918,8	1.918,8	1.918,8
MP	16.229,7	17.674,4	16.966,6	16.718,9	16.897,5	16.897,5	16.897,5	16.897,5	16.897,5	16.897,5
AP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	17,5	19,6	19,0	17,9	17,2	17,0	16,7	16,5	16,4	16,2

A projeção por cada concelho é apresentada nas fichas individuais em anexo.

❖ Projeção de consumos

A combinação dos vários fatores contribui para a observação de um comportamento relativamente estável dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição, devido em certa medida pela compensação dos vários efeitos entre si.

A perspetiva de incremento de consumo associado aos projetos de investimento está relacionada com a projeção de ligação de clientes nos concelhos já dotados de infraestruturas de distribuição instaladas, condicionado pelo nível de saturação das localidades e dos respetivos perfis de consumo médio unitário por nível de pressão.

A projeção de consumo adicional resulta do consumo dos novos PA considerados no plano de investimento e com consumo unitário correspondente à média do valor real verificado em cada concelho.

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.

PDIRD-GN 2017-2021

Por prudência só foi considerado consumos nos segmentos do doméstico, do terciário e do pequeno industrial nos níveis de pressão BP< e BP>, projetando um cenário conservador para a evolução de consumo dos novos pontos de abastecimento previstos no plano de investimento.

Quadro 15

	Fornecimento de GN (GWh)					Fornecimento de GN (GWh)				
	2012 R	2013 R	2014 R	2015 R	2016 P	2017	2018	2019	2020	2021
BP<	152,7	155,6	149,2	150,0	163,3	166,8	170,1	173,3	176,5	179,6
BP>	379,1	489,9	527,2	505,0	452,9	457,1	460,7	464,3	467,8	471,2
MP	308,4	309,3	271,5	259,1	282,5	281,6	281,6	281,6	281,6	281,6
AP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	840,1	954,9	947,8	914,1	898,7	905,4	912,4	919,2	925,9	932,3

G. Plano de investimento

G.1. Caracterização do plano de investimento

O investimento previsto para o quinquénio 2017-2021 enquadra-se nos seguintes princípios orientadores:

- ✓ Cumprimento de obrigações regulamentares e legais.
- ✓ Cumprimento de obrigações de serviço público decorrentes dos contratos de concessão ou das licenças de distribuição local.
- ✓ Otimização comercial das redes de distribuição em serviço.
- ✓ Reforço da segurança de abastecimento e da eficiência do sistema de distribuição de GN.
- ✓ Segurança de pessoas, de bens e do ambiente.
- ✓ Qualidade de serviço exigível à operação de distribuição de GN.
- ✓ Equilíbrio económico do modelo de organização interna e de *outsourcing* das atividades operacionais de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência técnicas, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição.

Neste enquadramento a estrutura de investimento desagrega-se em 3 tipologias de projetos:

- ✓ Investimento em Desenvolvimento de Negócio (DN) - Ligação de novos Pontos de Abastecimento (PA).
- ✓ Investimento em infraestruturas existentes ou outras infraestruturas.
- ✓ Investimento em outras atividades.

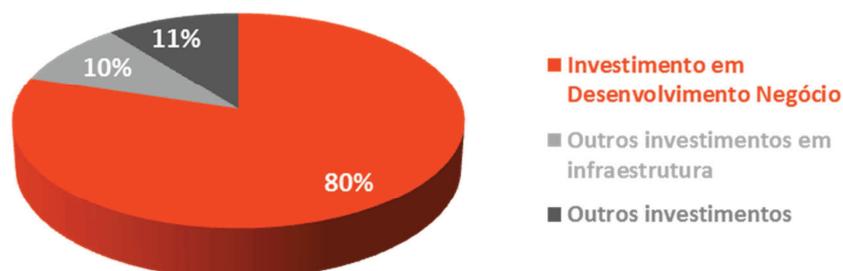
Quadro 16

Investimento	Unidade	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Investimento DN - Ligação de clientes	m€	1.236	1.229	1.170	1.168	1.168	5.971
Outros investimentos em infraestrutura	m€	128	145	134	159	153	719
Outros investimentos	m€	95	82	171	206	244	796
Total	m€	1.459	1.455	1.475	1.532	1.565	7.486

PDIRD-GN 2017-2021

A distribuição do investimento previsto para 2017-2021 pelas 3 tipologias de projeto é a seguinte:

Gráfico 13



(i) Investimento em desenvolvimento de negócio – projeto de ligação de novos pontos de consumo:

O objetivo do investimento de expansão do mercado de GN consubstancia na disponibilização de GN para novos clientes em concelhos das áreas de concessão já dotadas de infraestruturas de distribuição e consiste na otimização comercial dos ativos afetos à atividade de distribuição e no cumprimento das obrigações de investimento necessário para satisfazer os pedidos de acesso de iniciativa dos potenciais clientes, nomeadamente do setor empresarial.

Em termos agregados os valores de investimento são apresentados no quadro 17 e materializam-se no acréscimo de **5.876** novos pontos de consumo com a construção de **41** quilómetros rede de distribuição e **2.193** ramais em **13** concelhos da concessão durante o quinquénio 2017-2021.

PDIRD-GN 2017-2021

Quadro 17

Investimento DN - Ligação clientes		Unidade	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Rede Secundária	m€		422	422	398	398	398	2.038
Ramais	m€		213	212	201	201	201	1.030
Infraestruturação / clientes	m€		536	533	511	511	511	2.601
<i>Conversão</i>	m€		518	515	493	493	493	2.513
<i>Reconversão</i>	m€		18	18	18	18	18	88
Contadores / cadeias medida	m€		64	61	61	58	58	302
Total	m€		1.236	1.229	1.170	1.168	1.168	5.971
Agregados operacionais								
Novos clientes de GN	#		1.218	1.210	1.150	1.149	1.149	5.876
Rede Secundária (kms)	km		9	9	8	8	8	41
Ramais (#)	#		454	452	429	429	429	2.193
Infraestruturação / clientes	#		999	992	951	951	951	4844
<i>Conversão</i>	#		945	940	899	899	899	4.582
<i>Reconversão</i>	#		54	52	52	52	52	262
Métricas operacionais								
Inv DN / Cliente	€ / PA		1.015	1.015	1.018	1.016	1.016	1.016
Rede / Cliente	metros / PA		7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Clientes / km rede	PA / km		143	142	144	144	144	143
Clientes / Ramal	PA		2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68
Custos unitários								
Rede	€ / metro		49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7
Ramal	€		469,6	469,6	469,5	469,5	469,5	469,5
Infraestruturação	€		536,9	537,2	536,9	536,9	536,9	537,0
<i>Conversão</i>	€		548,3	548,2	548,4	548,4	548,4	548,4
<i>Reconversão</i>	€		337,5	337,5	337,5	337,5	337,5	337,5

▪ Análise de custos unitários:

→ Rede e Ramais

Tem-se verificado um agravamento dos custos unitários das redes e dos ramais devido:

- Às exigências de pagamento de taxas e licenças camarárias;
- Ao aumento do peso dos encargos fixos, tais como os serviços de inspeção, fiscalização e de coordenação de segurança em obra, que agravam os custos unitários com a redução da construção.

Quadro 18

Custos unitários	Unidade	Real					PDIRD 2017-2021				
		2012 R	2013 R	2014 R	2015 R	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021
Rede	€ / m	45	41	43	49	55	50	50	50	50	50
Ramal	€	348	350	367	437	374	470	470	470	470	470

m: metro R: Real P: Previsão

→ Conversões e reconversões

A ERSE definiu valores de referência para efeito de custos aceites para estes investimentos que foram considerados como valores máximos no plano de investimento e que variam entre 337,50 € e 570,00 €.

PDIRD-GN 2017-2021

▪ Ligações à RNTGN

Não está previsto nenhum pedido de expansão ou de nova ligação ao Operador de Rede de Transporte, considerando:

- ✓ A estratégia para o desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural basear-se essencialmente na construção de pequenas extensões de rede sobre a infraestrutura existente de forma a permitir a otimização dos ativos através da saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturas de distribuição de GN;
- ✓ O conhecimento atual de necessidades futuras de ligação de clientes industriais que resultam de pedidos de acesso à rede.

Os valores por concelhos são apresentados nas fichas individuais em anexo.

(ii) Investimento em infraestruturas existentes de distribuição:

Os valores de investimento são apresentados no quadro 19 e englobam os investimentos em:

- ✓ Regularização de servidões;
- ✓ Anelagens e reestruturação de redes;
- ✓ Renovação de redes de distribuição.

Quadro 19

Outros investimentos em infraestruturas	Unidade	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Rede Primária (outros: Servidões, ...)	m€	20	12	12	12	12	68
RS - Anelagens e Reestruturação	m€	75	100	100	125	125	525
Rede Secundária - PRP	m€	5	5	0	0	0	10
Rede Secundária - Outros	m€	28	28	22	22	16	116
Total	m€	128	145	134	159	153	719

O investimento em servidões resulta da necessidade de prosseguir com 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*.

Os investimentos em anelagens e reestruturação de rede em BP destinam-se à realização de modificações da rede, visando a segurança de abastecimento e incluem reforços de capacidade e a construção de redundâncias de abastecimento.

Os valores por concelho são apresentados nas fichas individuais em anexo.

PDIRD-GN 2017-2021

(iii) Investimento em outras atividades:

O investimento agrupado nesta tipologia inclui essencialmente o investimento em renovação de contadores e ainda o restante investimento em adequação ou melhoria dos sistemas de informação ou renovação de outros equipamentos não incluídos nas infraestruturas de distribuição, conforme ilustrado no quadro 20.

Quadro 20

Investimento em outras atividades (m€)	Unidade	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Renovação contadores	m€	35	26	128	170	208	567
Edifícios e construções	m€	10	10	10	10	10	50
Proj. Cadastro	m€	7	7	7	7	7	35
Outros	m€	43	39	26	19	19	145
Total	m€	95	82	171	206	244	796

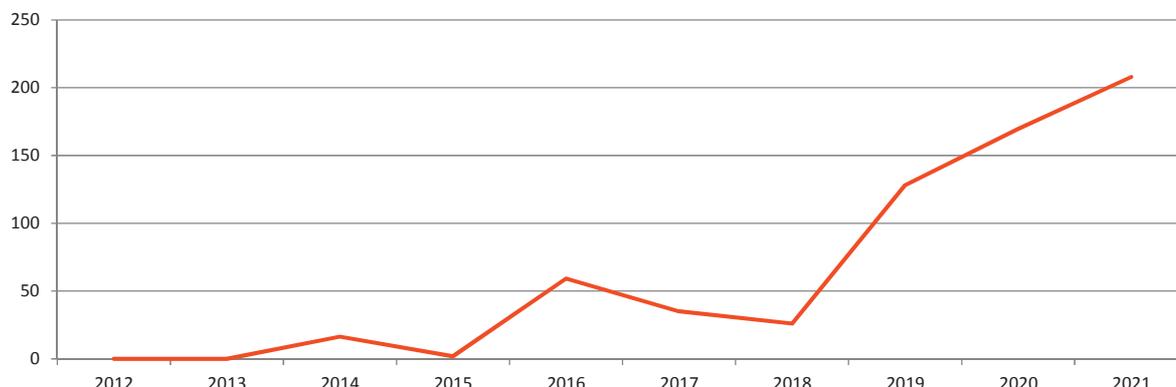
Verifica-se que **72%** do valor do investimento desta tipologia deve-se ao projeto de renovação de contadores. Esta realidade justifica-se pelo envelhecimento do parque de contadores instalados dos quais parte já atingiram os 20 anos desde o início das concessões.

Esta realidade vem reforçar a preocupação dos ORDs do Grupo Galp na inclusão do investimento em contadores no RAB para efeito de apuramento dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de GN. De facto o contador é um ativo crítico do sistema de distribuição de GN que sela a relação entre o cliente, o comercializador e o ORD pelo que deveria ser considerado como ativo regulado e remunerado.

A interpretação restritiva que tem sido feita da legislação, em particular da Lei nº23/1996, de 26 de Julho, na redação que lhe foi dada pela Lei nº12/2008, de 26 de fevereiro, cria uma situação de incoerência entre as obrigações de qualidade e fiabilidade da medição, acometidas às distribuidoras nas suas concessões e licenças, e o reconhecimento para efeitos de remuneração dos investimentos nos equipamentos necessários à consecução daquelas obrigações, também expresso nos contratos de concessão e títulos de licença outorgados às empresas. **É uma situação que urge ser ultrapassada repondo a coerência e o equilíbrio previstos nos termos acordados entre o concedente e as distribuidoras.**

PDIRD-GN 2017-2021

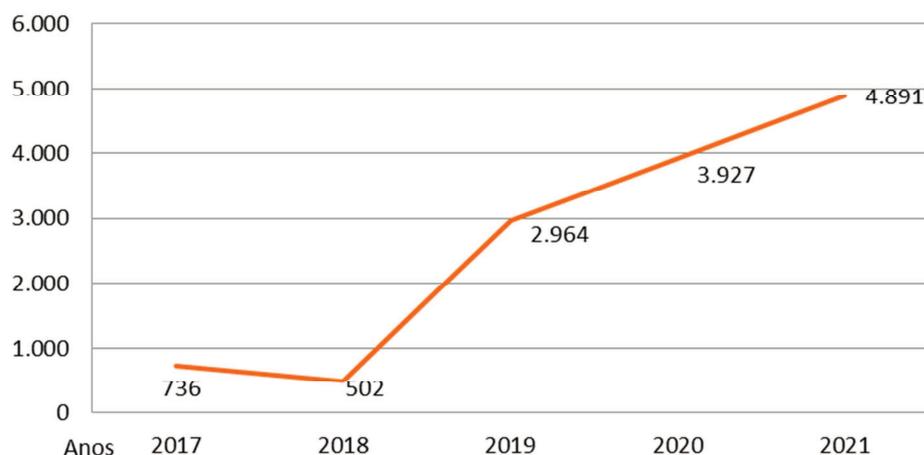
Gráfico 14 – Renovação de Contadores (mil €)



A interpretação restritiva que tem sido feita da legislação, em particular da Lei nº23/1996, de 26 de julho, na redação que lhe foi dada pela Lei nº12/2008, de 26 de fevereiro, cria uma situação de incoerência entre as obrigações de qualidade e fiabilidade da medição, acometidas às distribuidoras nas suas concessões e licenças, e o reconhecimento para efeitos de remuneração dos investimentos nos equipamentos necessários à consecução daquelas obrigações, também expresso nos contratos de concessão e títulos de licença outorgados às empresas. **É uma situação que urge ser ultrapassada repondo a coerência e o equilíbrio previstos nos termos acordados entre o concedente e as distribuidoras.**

O gráfico 15 representa a evolução do plano de substituição de contadores.

Gráfico 15 Plano de substituição de contadores (#)



O plano de renovação e substituição de contadores tem por objetivo assegurar o correto funcionamento dos equipamentos, garantindo a qualidade da medição de consumos de cada local de consumo.

PDIRD-GN 2017-2021

A necessidade de substituição decorre da idade do equipamento, ou do seu estado de conservação e de funcionamento em caso de anomalias detetadas.

Por idade o contador é substituído entre 17 e 20 anos o que representa 97% do plano de substituição.

Quadro 21

	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Quantidade de contadores	736	502	2.964	3.927	4.891	13.020
Valor total (m€)	35	26	128	170	208	567
Valor médio unitário (€)	48	52	43	43	43	44

Não está prevista a instalação de contadores inteligentes no âmbito do PDIRD.

G.2. Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

O investimento previsto para o quinquénio 2017-2021 enquadra-se nos seguintes princípios orientadores:

- ✓ Cumprimento de obrigações regulamentares e legais.
- ✓ Cumprimento de obrigações de serviço público decorrentes dos contratos de concessão ou das licenças de distribuição local.
- ✓ Racionalidade do investimento e adequação do esforço financeiro ao estado de desenvolvimento do setor de GN.
- ✓ Otimização comercial das redes de distribuição em serviço.
- ✓ Reforço da segurança de abastecimento e da eficiência do sistema de distribuição de GN.
- ✓ Segurança de pessoas, de bens e do ambiente.
- ✓ Qualidade de serviço exigível à operação de distribuição de GN.
- ✓ Equilíbrio económico do modelo de organização interna e de *outsourcing* das atividades operacionais de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência técnicas, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição.

Os critérios de suporte à seleção de investimento estão enquadrados nos princípios orientadores acima referidos e são sustentados pelos princípios definidos no capítulo E (Enquadramento de Gestão de Projetos de Investimento).

Quanto ao enquadramento no PDIRD foi efetuada uma avaliação do investimento numa lógica de impacte nas tarifas. Para isso foram elaboradas algumas reflexões sobre o enquadramento do investimento em ligação de novos pontos de abastecimento com o intuito de perceber os impactes nos custos do SNGN.

G.3. Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto

- ❖ Para as tipologias de projeto de investimento 2 (“Investimento em infraestruturas de distribuição existentes”) e 3 (“Investimento em outras atividades”) acima referidas os benefícios decorrentes do investimento são:
 - Assegurar o cumprimento de **obrigações regulamentares e legais** e ainda o cumprimento de **obrigações de serviço público** decorrentes dos contratos de concessão ou das licenças.
 - Permitir reforçar a **segurança de abastecimento**, incluindo reforços de capacidade e contribuindo para o cumprimento dos níveis de **qualidade de serviço** exigidos.
 - Melhorar as condições de **segurança** do sistema de distribuição e a **otimização** do seu funcionamento.
 - Assegurar a melhoria da **eficiência operacional** da atividade de distribuição de GN.
 - Assegurar a **longevidade, modernização** e o **bom funcionamento** dos ativos afetos à concessão.

- ❖ Para os projetos de desenvolvimento de negócio (tipologia 1) que consistem no investimento em ligação de novos pontos de consumo, os benefícios associados são de várias naturezas e dimensões:
 - **Desenvolvimento sustentado do mercado do GN**
 - ✓ Promoção racional da cobertura do território nacional com infraestruturas de GN.
 - ✓ Desenvolvimento racional e eficiente do mercado de GN através da otimização dos ativos estruturantes já realizados com foco na saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturas de distribuição de GN. Os projetos de ligação de novos pontos de consumo existem numa lógica de continuidade da atividade de ligação que permite consolidar os investimentos anteriormente realizados em ativos estruturantes nas áreas geográficas abastecidas com GN.
 - ✓ Sustentabilidade do mercado de GN através da compensação de clientes por novos pontos de consumo de GN. A saída de clientes do sistema leva à redução de consumo de GN com impacte negativo na tarifa de uso das redes de distribuição que pode ser compensada com a entrada de novos pontos de consumo.

 - **Dimensão social, do bem-estar e segurança**
 - ✓ Instrumento que contribui para a redução das assimetrias regionais com a disponibilização de um serviço público com as mesmas valências nas diferentes áreas geográficas de distribuição de GN.

PDIRD-GN 2017-2021

- ✓ Alargamento geográfico do serviço público de distribuição de GN possibilitando o acesso ao GN a uma maior fatia da população e das empresas.
- ✓ Disponibilização de uma alternativa energética:
 - Mais cómoda (continuidade de serviço).
 - Mais segura (decorrente das próprias características do GN, da qualidade das infraestruturas de distribuição de GN, da cultura, das obrigações e organização dos ORDs).
 - Mais económica.
 - Com elevados padrões de qualidade de serviço (decorrente da própria organização e cultura dos ORDs, nos níveis de qualidade exigidos pelo natureza de serviço público e pela regulação).

➤ **Dimensão ambiental**

A introdução do GN permite substituir fontes de energia com mais impactes negativos no meio ambiente contribuindo positivamente para a sustentabilidade ambiental.

➤ **Dimensão promocional do GN em Portugal e incentivo ao uso do GN para fins domésticos, de serviços e industriais.**

- ✓ Os projetos de investimento em ligação de novos pontos de consumo englobam uma dotação para o desenvolvimento de mercado que contribui para o incentivo à adesão ao GN.

O investimento referido consiste na integração dos polos de consumo existentes com consumo anual inferior ou igual a 10 mil m³ através da adaptação ou construção de instalações de utilização dos clientes.

Este investimento constitui um real e único incentivo à adesão ao GN de novos clientes para o SNGN. Este incentivo, com o devido enquadramento e sustentado por critérios de racionalidade económica, permite a expansão do mercado de GN com benefícios para o sistema com redução da tarifa induzida pelo contributo de novos clientes e respetivo consumo, observados critérios de eficiência do investimento.

A distribuição de GN é um serviço público mas que concorre no mercado com alternativas energéticas com forte poder negocial que decorre de uma maior liberdade que permite concretizar políticas comerciais agressivas. Apesar do desequilíbrio de forças, os ORDs acabam por ser verdadeiros veículos de desenvolvimento de mercado mas com meios de atuação limitados para a desejável promoção do GN.

O sucesso da atividade de ligação de novos pontos de consumo está fortemente condicionado pela vontade dos potenciais consumidores em aderir ao GN cuja recetividade depende das condições da oferta comercial dos ORDs.

O investimento em adaptação ou construção de instalações de utilização de clientes dos ORDs é o único instrumento de estímulo à adesão ao GN, mas por força da evolução dos regulamentos tem-se vindo a restringir significativamente o seu sucesso, limitando a operacionalização de soluções atrativas e concorrenciais pelo agravamento dos encargos a suportar pelos clientes.

Os ORDs são os únicos agentes de mercado com relacionamento direto com os consumidores que, de forma ainda limitada regulamentarmente, contribui para a promoção do GN. Nenhum outro *player* do SNGN tem motivação ou condições para atuar na promoção do GN pelo facto de não depender exclusivamente deste “produto”. O ORD é o último agente de mercado com foco único no Gás Natural, pelo que lhe deveriam ser conferidas as condições para uma promoção eficiente do Gás Natural

➤ **Dimensão social e económica: mercado de trabalho**

As diferentes fases do processo dos projetos de desenvolvimento de negócio envolvem várias competências (técnicas, comerciais, administrativas, financeiras e de controlo) e de recursos técnicos e humanos (quadros da empresa e dos seus prestadores de serviços) que atuam em *back-office* de suporte e em campo de operações.

São dezenas de empresas envolvidas na operação, desde, forças de venda, empreiteiros, entidades instaladoras de gás, entidades fiscalizadoras de gás, fornecedores de equipamentos e acessórios, projetistas entre outras.

Esta atividade também contribui para a criação e manutenção de centenas de postos de trabalho, nomeadamente que requerem qualificações técnicas e/ou académicas. Neste sentido o projeto de desenvolvimento da atividade de distribuição tem contribuído para a sociedade e a economia nacional.

➤ **Dimensão económica**

- ✓ Considerando a característica dos investimentos orientados para a saturação das áreas já dotadas de infraestruturas, o investimento previsto permitirá a rentabilização dos investimentos estruturantes de ligação aos pontos de entrega do Operador de Rede de Transporte ou UAG's e das redes de distribuição já realizados com o acréscimo de novos pontos de consumo e subsequentemente com

PDIRD-GN 2017-2021

o incremento de consumo de GN com contributo positivo nos custos do sistema.

- ✓ Manutenção de sinergias organizacionais com impacte na contenção dos custos de operação da distribuição de GN.

O modelo atual com os níveis de investimento em desenvolvimento de negócio (redes, ramais, infraestruturação e ligação de novos PA) tem permitido a manutenção de um nível de custos bastante inferior aos reais para as atividades operacionais de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência técnica, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição. Esta realidade decorre dos meios necessários à atividade de ligação de novos clientes (CAPEX) cuja capacidade instalada permite a obtenção de significativas sinergias de recursos para as atividades operacionais (OPEX) e que acabam por ser remuneradas somente pela sua componente variável que dependem da quantidade de serviços realizada.

A redução significativa do investimento em desenvolvimento de negócio (redes, ramais, conversões e reconversões), ilustrada no gráfico 16, pressiona o equilíbrio histórico da remuneração das operações de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência técnica, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição.

Gráfico 16



É expetável que reduções continuadas e, porventura ainda mais acentuadas, que as refletidas no plano de investimento se traduzirão numa reorganização dos serviços de *oustourcing* das operações de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência técnica, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição, com o incremento dos seus custos para

compensar a perda de sinergias inerentes à capacidade instalada associadas aos projetos de investimento em ligação de novos clientes através da dinamização da atividade de integração de polos de consumo existentes com o investimento em conversões e reconversões de instalações de utilização dos clientes.

- ✓ Eficiência do investimento em desenvolvimento de negócio (ligação de novos pontos de consumo).

No seio do grupo Galp a seleção do investimento em expansão de mercado obedece a critérios seletivos de racionalidade, privilegiando os investimentos em saturação de áreas já dotadas em infraestruturas de distribuição conforme referido no capítulo E.

- ❖ Em termos gerais importa ainda referir o **benefício associado à evolução temporal do investimento** da empresa que tem vindo a reduzir significativamente desde o início da regulação do setor do GN conforme já referido no capítulo B¹⁶.

Esta evolução enquadra-se no princípio orientador da racionalidade económica dos investimentos como suporte da sustentabilidade tarifária do SNGN, permitindo uma expansão de mercado alicerçada na saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturização de distribuição de GN que permite uma otimização dos ativos estruturantes existentes e manter num nível reduzido o esforço de investimento unitário de desenvolvimento de negócio por novo ponto de consumo adicional.

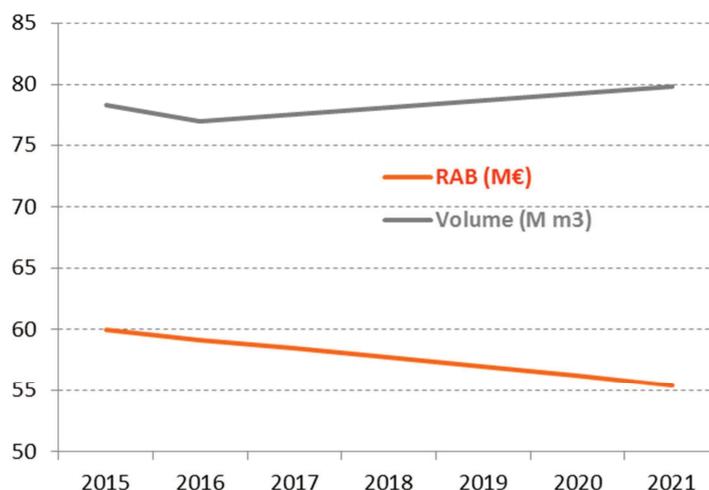
A evolução desacelerada do investimento traduz-se num investimento médio anual para o período do PDIRD 2017-2021 inferior ao montante anual das amortizações da empresa o que se traduz numa redução do RAB¹⁷ e logo do montante remunerado pelas tarifas de acesso à rede de distribuição. **A redução do RAB implica diretamente a desoneração sustentada das tarifas de uso das redes de distribuição ao longo dos anos do plano e subsequentes.**

O gráfico seguinte evidencia que o custo de capital por volume de gás distribuído apresenta uma tendência decrescente com **impacte favorável na tarifa** de utilização da rede de distribuição.

¹⁶ Ponto B.3. Enquadramento e objetivos do PDIRD

¹⁷ RAB: *Regulatory Asset Base*

Gráfico 17



G.4. Avaliação do investimento

A atividade de distribuição de gás natural é uma atividade regulada cuja forma de regulação baseia-se numa metodologia do tipo *price cap* para o OPEX e numa metodologia de tipo *rate of return* para o CAPEX.

Os investimentos da atividade de distribuição impactam nas tarifas de uso da rede de distribuição pelo incremento do CAPEX e, no caso do investimento em ligação de novos pontos de abastecimento pelo aumento do OPEX.

A metodologia de regulação dos custos de exploração (tipo *price cap*) tem uma componente fixa e duas componentes variáveis que evoluem em função do número de pontos de abastecimento e das quantidades de gás natural distribuído. Por essa razão somente os investimentos em ligação de novos pontos de abastecimento têm um impacto na tarifa induzido pela componente do OPEX.

Tipologia do Investimento	Impactes na tarifa via:	
	CAPEX	OPEX
Investimento DN - Ligação de clientes ^(a)	sim	sim
Outros investimentos em infraestrutura	sim	não
Outros investimentos ^(a)	sim	não

^(a) o valor de aquisição dos contadores não é reconhecido no RAB para efeito de remuneração

PDIRD-GN 2017-2021

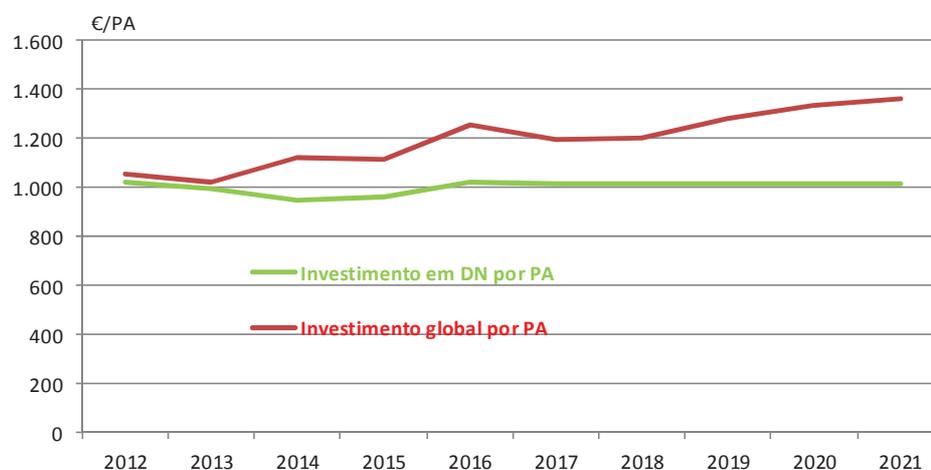
G.4.1. Apreciação global do plano de investimento

Os objetivos e benefícios associados ao investimento considerado no PDIRD constam do ponto G.3. ("Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto").

G.4.1.1. Indicadores

❖ Investimento unitário por PA

Gráfico 18



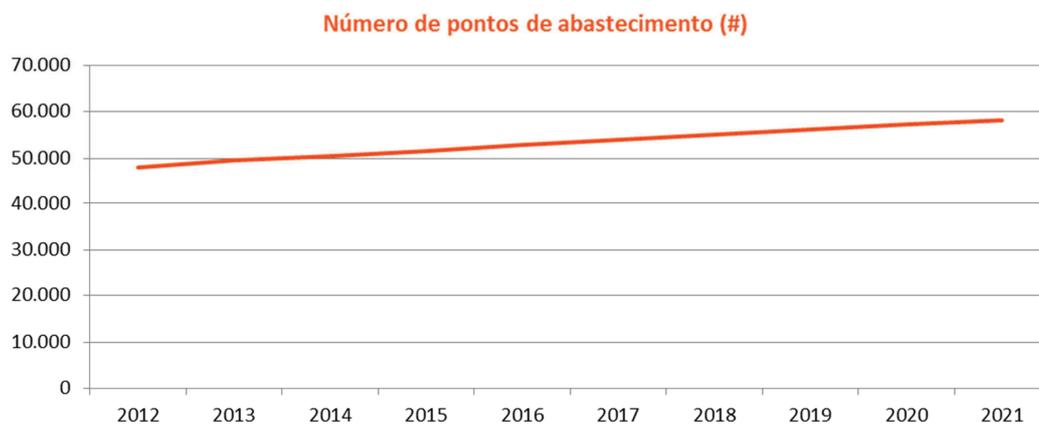
Com a redução do peso do investimento em DN de expansão para a ligação de novos pontos de abastecimento o custo unitário do investimento global aumenta.

Considerando somente o custo unitário do investimento em DN verifica-se um nível bastante reduzido e estável que reflete as orientações da empresa para incremento de clientes abastecidos menos onerosos para o sistema de distribuição de GN.

PDIRD-GN 2017-2021

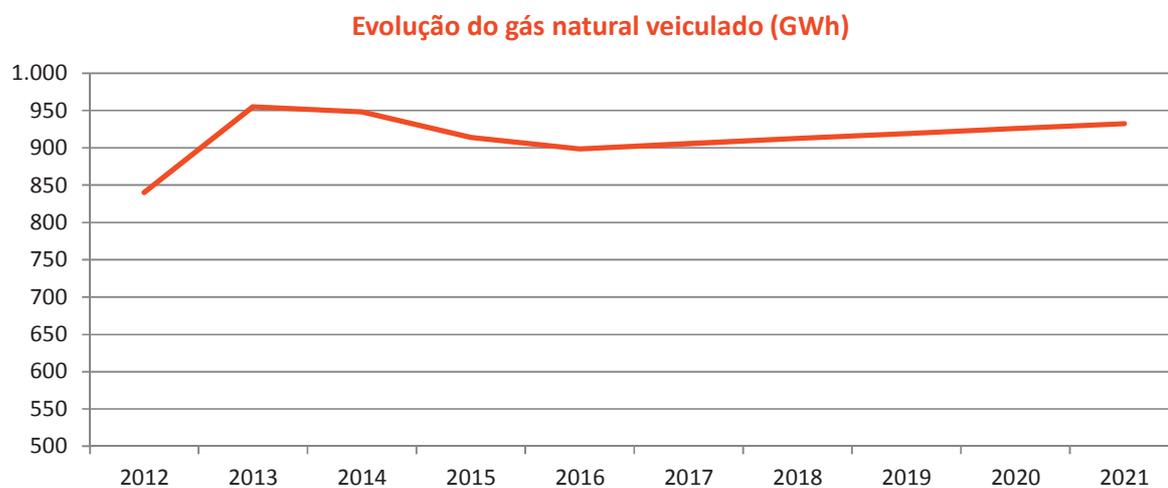
❖ Evolução do número de pontos de abastecimento ligados à rede de GN

Gráfico 19



❖ Evolução do gás natural veiculado (GWh)

Gráfico 20

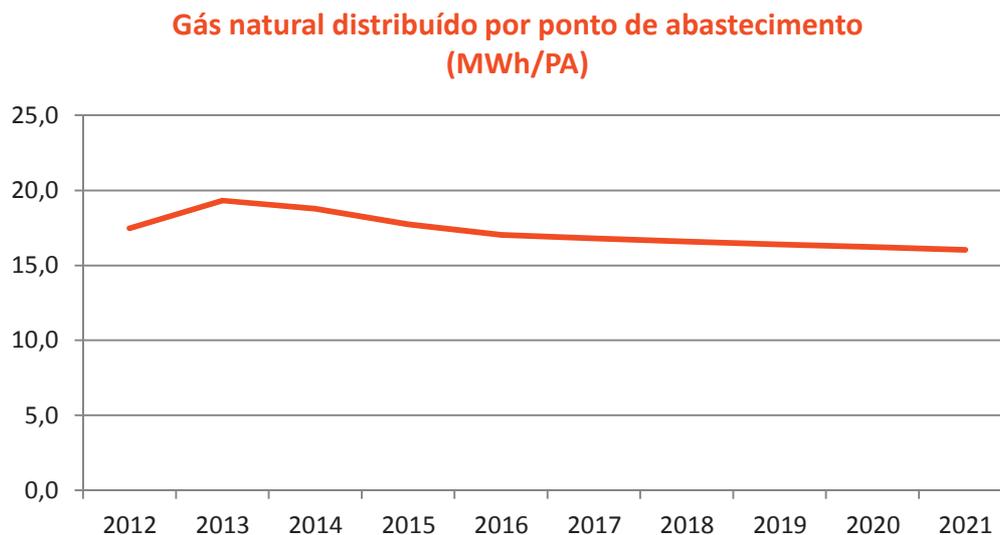


PDIRD-GN 2017-2021

❖ **Gás natural distribuído por ponto de abastecimento (MWh/PA)**

O nível de consumo unitário por consumidor reflete a orientação assumida nos pressupostos de suporte à projeção de consumo.

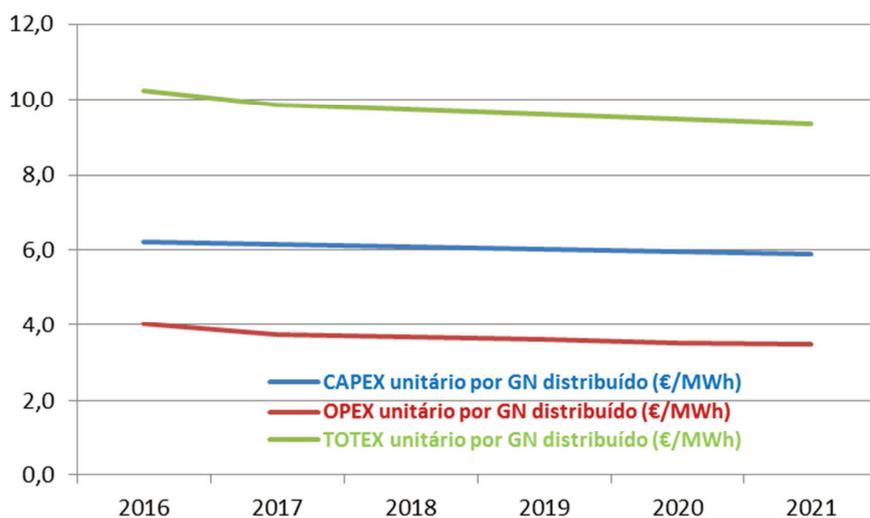
Gráfico 21



❖ **Evolução CAPEX, OPEX e TOTEX unitários por gás natural distribuído**

Verifica-se que os custos para o sistema tarifário de uso da rede de distribuição, mesmo com os valores adicionados pelo plano de investimento apresentam uma tendência decrescente face ao valor registado no ano de 2016, anterior ao horizonte temporal do PDIRD 2017-2021.

Gráfico 22

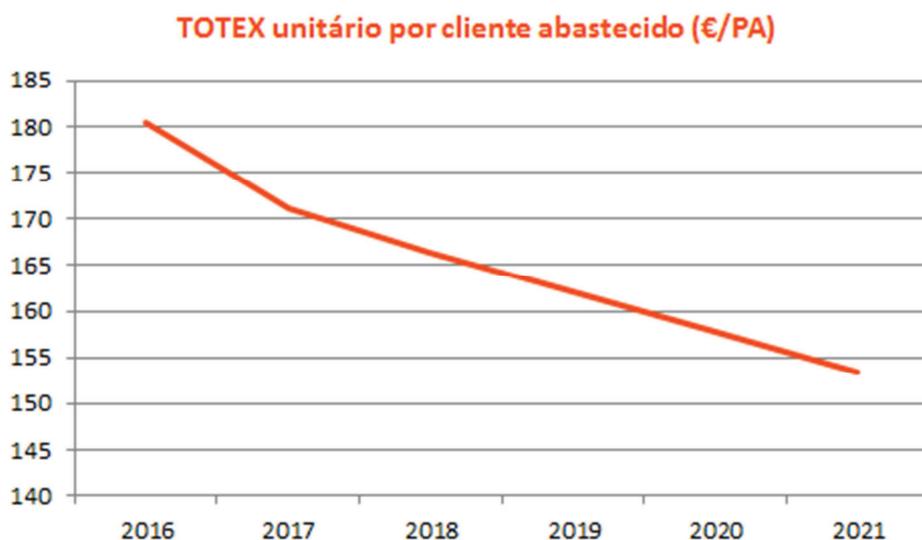


PDIRD-GN 2017-2021

❖ Evolução TOTEX unitário por ponto de abastecimento

A evolução dos custos unitários por cliente abastecido refletidos nas tarifas de uso da rede de distribuição confirma a tendência decrescente do impacto do valor e o contributo positivo da empresa para o nível tarifário nacional.

Gráfico 23



G.4.1.2. Avaliação global para todo o investimento

A avaliação global pretende verificar a evolução do custo unitário por energia, considerando:

- A projeção do investimento total (3 tipologias) para 2017-2021
- A informação publicada pela ERSE para o ano gás 2016-2017¹⁸
- A entrada em serviço do ativo no ano da realização do investimento.

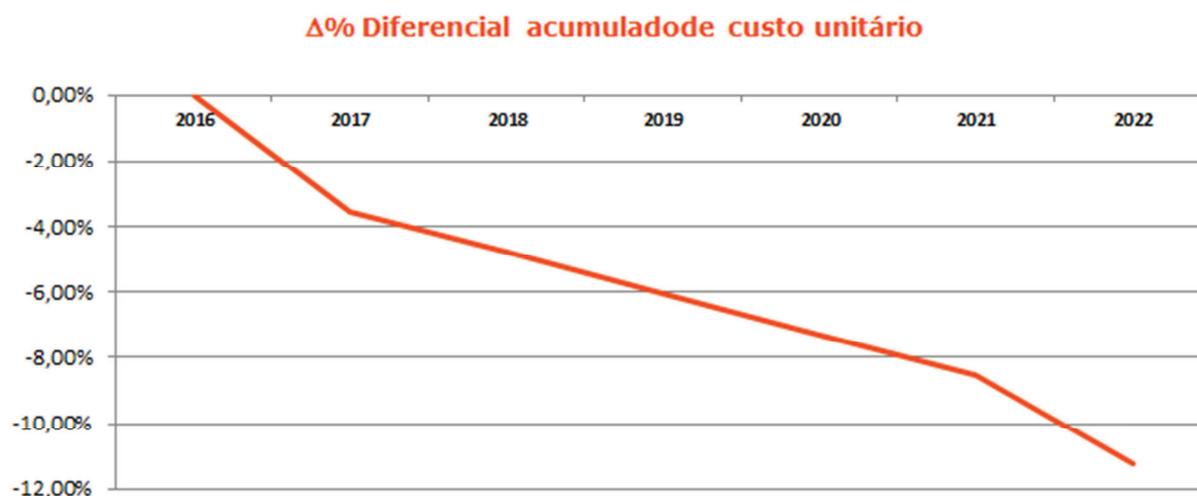
	2016
RAB (m€)	59.110
Taxa de remuneração do ativo	6,20%
Amortizações do exercício (m€)	1.900
CAPEX (m€)	5.565
OPEX (m€)	3.631
TOTEX (m€)	9.196
Volume (MWh)	898.659
TOTEX / MWh	10,23 €

¹⁸ ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2016-2017” - junho 2016

PDIRD-GN 2017-2021

O gráfico 24 ilustra a evolução do diferencial acumulado do custo por unidade de energia com o investimento previsto na proposta de PDIRD e confirma a tendência de redução na tarifa da componente remuneração do capital pela redução anual do valor do RAB remunerado considerando constante a taxa de remuneração ao longo do período.

Gráfico 24



Em 2022¹⁹ o custo unitário é de **9,08 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 1,15€ (-11,24%) face ao valor de partida de **10,23 €/MWh** do ano de 2016.

Quadro 22

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
RAB (m€)	59.110	58.438	57.721	56.966	56.212	55.426	53.104
Taxa de remuneração do ativo	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%
Amortizações do exercício (m€)	1.900	1.933	1.965	1.996	2.026	2.056	2.054
CAPEX (m€)	5.565	5.556	5.543	5.528	5.511	5.493	5.346
OPEX (m€)	3.631	3.382	3.345	3.308	3.271	3.235	3.174
TOTEX (m€)	9.196	8.937	8.889	8.835	8.782	8.727	8.520
Volume (MWh)	898.659	905.424	912.425	919.205	925.893	932.348	938.099
TOTEX / MWh	10,23 €	9,87 €	9,74 €	9,61 €	9,48 €	9,36 €	9,08 €
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	- € -	0,36 € -	0,13 € -	0,13 € -	0,13 € -	0,12 € -	0,28 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-3,53%	-1,31%	-1,33%	-1,32%	-1,31%	-2,97%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,36 € -	0,49 € -	0,62 € -	0,75 € -	0,87 € -	1,15 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-3,53%	-4,80%	-6,07%	-7,31%	-8,52%	-11,24%

Num cenário alternativo de volume constante para o período 2017-2022 igual ao ano de 2016, constata-se que, apesar de menor impacte, o TOTEX unitário reduz-se **7,69%** no ano cruzeiro, o que representa uma redução de **0,79€ por MWh** de gás distribuído.

¹⁹ Ano cruzeiro

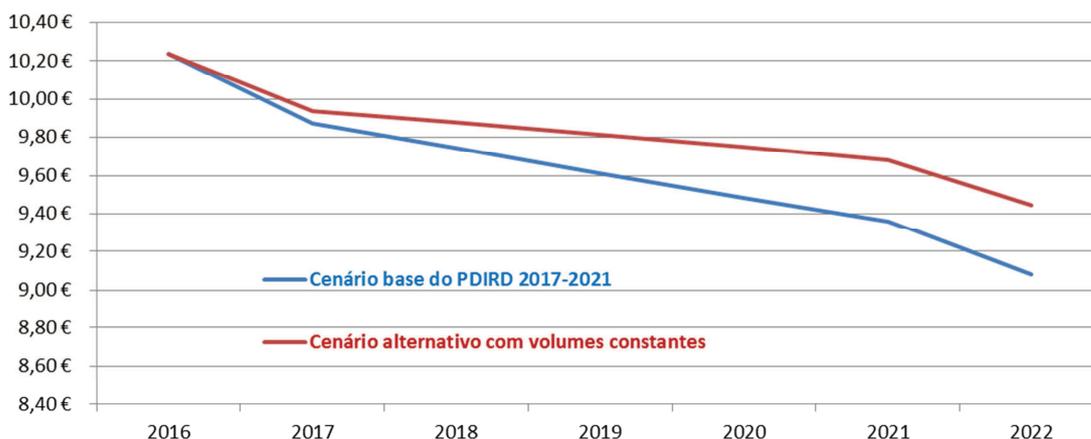
PDIRD-GN 2017-2021

Quadro 23

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
RAB (m€)	59.110	58.438	57.721	56.966	56.212	55.426	53.104
Taxa de remuneração do ativo	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%
Amortizações do exercício (m€)	1.900	1.933	1.965	1.996	2.026	2.056	2.054
CAPEX (m€)	5.565	5.566	5.543	5.528	5.511	5.493	5.346
OPEX (m€)	3.631	3.376	3.333	3.290	3.248	3.207	3.142
TOTEX (m€)	9.196	8.932	8.877	8.818	8.760	8.700	8.489
Volume (MWh)	898.659	898.659	898.659	898.659	898.659	898.659	898.659
TOTEX / MWh	10,23 €	9,94 €	9,88 €	9,81 €	9,75 €	9,68 €	9,45 €
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	- € -	0,29 € -	0,06 € -	0,07 € -	0,07 € -	0,07 € -	0,24 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-2,87%	-0,61%	-0,66%	-0,66%	-0,68%	-2,43%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,29 € -	0,35 € -	0,42 € -	0,49 € -	0,55 € -	0,79 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-2,87%	-3,47%	-4,11%	-4,74%	-5,39%	-7,69%

O gráfico 25 ilustra a evolução do custo total por unidade de volume de GN veiculado. Tanto no cenário base do PDIRD como no cenário alternativo em que se simulou que o volume de GN mantém-se constante durante o período de 2017 a 2021 e igual ao valor verificado no ano de 2016. A evolução decrescente do custo unitário de GN veiculado testemunha o impacte favorável na tarifa de uso da rede de distribuição.

Gráfico 25



G.4.2. Avaliação do investimento de DN – Ligação de novos PA

Neste ponto apenas foi considerado, para efeito de avaliação dos impactes na tarifa, o investimento em ligação de novos pontos de abastecimento, dado por o restante investimento de conformidade (**1,5 milhões de euros**, ou seja **20,2%** do total proposto) ser justificado por cumprimento de requisitos legais, regulamentares, do contrato de concessão ou por motivo de reforço da segurança e da eficiência do sistema de abastecimento de GN; ie, mesmo que o PDIRD-GN não previsse a ligação de novos clientes, estes investimentos teriam sempre de ser realizados. Em qualquer caso, estes investimentos de reposição não impactam na tarifa nacional pela via dos indutores dos OPEX.

PDIRD-GN 2017-2021

O investimento das tipologias 2 e 3, ou seja, em infraestruturas existentes, renovação de contadores e outros, são investimento de conformidade e contrariamente ao investimento de DN (ligação de novos PA) não incrementa volumes de GN ao sistema de distribuição.

A análise baseia-se na comparação dos proveitos permitidos induzidos pelos investimentos, face à recuperação tarifária gerada, sendo utilizados como elementos de cálculo as condições de remuneração das distribuidoras e a tarifa nacional de distribuição verificadas no Ano Gás 2016-2017 ambos fixados pela ERSE.

Pressupostos ERSE²⁰:

- Taxa de remuneração: 6,2%
- Deflador do PIB (s-1): 2017: 1,4%; 2018 e seguintes: 1,6%;
- Parâmetros:
 - Termo variável - indutor PA: 0,0229220
 - Termo variável - indutor volume: 0,0008580
 - Eficiência: 3%

(a) Avaliação Global²¹

▪ **Novos pontos de consumo por nível de pressão**

Quadro 24

	Acréscimo de novos PA					Total
	2017	2018	2019	2020	2021	
BP<	1.212	1.205	1.144	1.144	1.144	5.849
BP>	6	5	6	5	5	27
MP	0	0	0	0	0	0
AP	-	-	-	-	-	-
Total	1.218	1.210	1.150	1.149	1.149	5.876

▪ **Acréscimo de consumo por nível de pressão**

Quadro 25

	Acréscimo de volume de GN dos novos PA (GWh)					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022 *
BP<	1,8	5,5	9,1	12,6	16,1	17,8
BP>	2,0	5,7	9,2	12,8	16,1	17,8
MP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AP	-	-	-	-	-	-
Total	3,8	11,2	18,3	25,4	32,2	35,6

* ano cruzeiro: todos os novos PA consomem 1 ano inteiro

²⁰ ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2016-2017” - junho 2016

²¹ Considerando um ano teórico mais crítico: valor máximo do RAB, dos OPEX e do volume anual

PDIRD-GN 2017-2021

No capítulo F do presente documento consta a informação mais detalhada sobre os pressupostos de estimativa dos consumos de GN.

De modo a evitar análises enviesadas ou excessivamente otimistas, os novos volumes que se considerou serem aportados à RNDGN foram apenas os previstos para os novos clientes dos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede (correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>²²). Sendo o investimento necessário à ligação de novos clientes industriais apenas marginal, face aos consumos que estes aportarão à rede, a análise realizada considera assim o cenário mais desfavorável em termos de impacte tarifário potencial.

A projeção de consumo numa base conservadora e prudente só considera acréscimo de volume para os 2 níveis de pressão mais baixos (BP< e BP>).

Assim no cenário conservador de projeção do consumo de GN, o acréscimo anual de volume distribuído pelos novos pontos de abastecimento previstos no plano de 2017-2021 é de **36 GWh** no ano cruzeiro.

▪ Custos e benefícios do investimento para o sistema

- Acréscimo de volume: **+36 GWh/ano**, em ano cruzeiro²³
- Acréscimo de pontos de abastecimento (PA): **+ 5.876** (no final do período).

→ Impacte global nas tarifas:

Para aferir o impacte global nas tarifas é necessário apurar os custos (OPEX + CAPEX) para o sistema do investimento em ligação de novos clientes decorrentes do impacte do acréscimo de ativos e dos próprios indutores de custos variáveis inerentes ao investimento, ou seja, pelos novos pontos de abastecimento e do volume de gás natural incrementado.

De seguida é apurado o valor de proveitos recuperados através do volume de gás natural incrementado anualmente (em ano cruzeiro) através das tarifas²⁴ nacionais de uso de rede de distribuição.

(i) Custos para o sistema

(i₁) Custos operacionais (OPEX)

A entrada de novos pontos de abastecimento e o acréscimo de energia a distribuir têm um impacte nos custos do sistema pela indução de aumento dos custos variáveis aceites num montante anual de **165 mil euros**²⁵.

²² BP<: Baixa pressão com consumo anual inferior a 10 000 m³; BP>: Baixa pressão com consumo anual superior a 10 000 m³

²³ Ano em que todos os clientes ligados no plano consomem um ano inteiro

²⁴ "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE

²⁵ Apuramento com base nos valores médios unitários das componentes dos custos variáveis dos ORDs da GE para o ano gás 2016-2017, aprovados pela ERSE em junho de 2016 para os indutores "Ponto de Abastecimento" e "Energia - Quantidade de gás veiculado")

Fonte: "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE

PDIRD-GN 2017-2021

- Custos Fixos

Como base de análise, considerámos que o plano de investimentos não terá impacto na base de custos fixos.

- Custos Variáveis - Indutor Ponto de abastecimento: 135 mil euros/ano²⁶

Quadro 26

	Pontos de Abastecimento
BP<	5.849
BP>	27
MP	0
Total PA	5.876
mil € / indutor	0,022922
Custo (mil €)	134,7

- Custos Variáveis - Indutor Energia: 30 mil euros/ano²⁷

Quadro 27

	Volume (GWh) ano cruzeiro
BP<	18
BP>	18
MP	0
Total (GWh)	36
mil € / indutor	0,000858
Custo (mil €)	30,5

(i₂) Custo com Capital (CAPEX)

Do investimento total para o quinquénio 2017-2021, **5,8 milhões de euros** representam o montante de investimento de desenvolvimento de negócio para ligação de novos pontos de abastecimento, líquido do valor de aquisição de novos contadores. O valor do investimento de negócio inclui **137 mil euros** de investimento de aquisição de contadores para ligar os **5.876** novos pontos de abastecimento. A ERSE baseada numa interpretação restritiva da legislação não considera estas despesas no ativo remunerado (RAB) para efeito de apuramento dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de GN.

O valor máximo anual de remuneração de CAPEX é de **519 mil euros**.

²⁶ "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE

²⁷ "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE

PDIRD-GN 2017-2021

Considerando a vida útil média dos ativos de 35 anos temos uma redução anual do RAB de cerca de **167 mil euros** o que implica uma redução anual de **10 mil euros** no Custo de Capital, considerando inalterada a taxa atual de remuneração fixada em **6,20%**²⁸. Ou seja, o cálculo agora apresentado **representa o pico anual dos Proveitos Permitidos**, sendo que o mecanismo de remuneração aplicado pela ERSE conduz necessariamente a uma redução da tarifa unitária pelo efeito da redução sucessiva do ativo remunerado (RAB) induzido pela dedução anual da respetiva amortização.

Quadro 28

Investimento (mil €)	Taxa Remuneração	vida útil média (anos)	Amortização Exercício (mil €)	Custo com Capital (mil €)
(1)	(2)	(3)	(4) = (1) / (3)	(C) = (1) x (2) + (4)
5.834	6,20%	35	167	519

(i₃) Custos totais (TOTEX)

Considerando as projeções anteriores o **montante máximo de custo anual aportado à RNDGN ao sistema** por estes investimentos será de **684 mil euros**. Conforme referido, o valor sofrerá uma redução anual pelo efeito da amortização reduzir o valor do ativo remunerado.

Quadro 29

OPEX		CAPEX	TOTEX
Indutor PA	Indutor Energia		
(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)
135	31	519	684

mil euros

(ii) Proveitos recuperados pela aplicação das tarifas²⁹

Simularam-se igualmente os proveitos recuperados no ano cruzeiro do PDIRD-GN, considerando-se pela aplicação das tarifas de uso das redes de distribuição aprovada pela ERSE para o ano gás 2016-2017 para os diferentes níveis de pressão considerados na projeção da procura de GN no plano de investimento de ligação de novos pontos de consumo: BP> e BP<³⁰.

²⁸ Taxa de remuneração aplicada no ano gás 2016-2017, aprovada pela ERSE em junho de 2016 (fonte: "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE)

²⁹ fonte: "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE em junho de 2016

³⁰ BP<: Baixa pressão com consumo anual inferior a 10 000 m³; BP>: Baixa pressão com consumo anual superior a 10 000 m³

PDIRD-GN 2017-2021

Quadro 30

	Volume (MWh) (ano cruzeiro)	Tarifa Nacional (€/MWh)	Proveitos Recuperados (m€)
BP <	17.809	36,60 €	652
BP >	17.773	13,49 €	240
MP	0	1,88 €	0
Total	35.582	25,06 €	892

O valor recuperado anualmente por aplicação das tarifas do ano gás 2016-2017 (**892 mil euros**) é superior ao custo aportado ao sistema pelo investimento em ligação de novos pontos de consumo (684 mil euros), no cenário mais conservador e que representa o pico anual dos Proveitos Permitidos. Assim sendo a **recuperação do custo do sistema induzido no sistema pelo investimento em ligação de clientes implicaria níveis de tarifas mais baixas, pelo que este investimento contribuirá positivamente para as tarifas nacional de uso das redes de distribuição.**

(iii) Síntese

O quadro 31 apresenta a síntese do apuramento dos impactes nas tarifas do investimento em novas ligações de pontos de consumo para o ano mais crítico com o maior valor de custos (OPEX+CAPEX) devido à consideração do valor mais alto do ativo remunerado (RAB) sem o efeito anual da redução da amortização.

Quadro 31

Investimento		Acréscimo dos Indutores		Acréscimo de Proveitos Permitidos (m€)			Receitas por aplicação de tarifa URD (m€)	
Total	DN_Ligação PA	PA (#)	Volume (GWh)	OPEX	CAPEX	TOTEX	Total	Margem
7.486	5.971	5.876	36	165	519	684	892	30%

(b) Apuramento da tarifa média para recuperar o valor total dos TOTEX

No ponto anterior com a aplicação da tarifa nacional por nível de pressão³¹ apurou-se o valor total recuperado (**892 mil euros**) para o acréscimo anual de volume induzido pelo plano de investimento (**36 GWh**). Resultou um custo médio por unidade de energia no valor de **25,06 €/MWh**.

Para anular o valor de TOTEX (**684 mil euros**) a recuperar pela aplicação da tarifa média de URD ao volume aportado pelo investimento de **36 GWh**, seria necessário uma

³¹ "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE em junho de 2016

PDIRD-GN 2017-2021

tarifa unitária média de **19,22 €/MWh**, que é inferior à tarifa média resultante da aplicação das tarifas nacionais por nível de pressão.

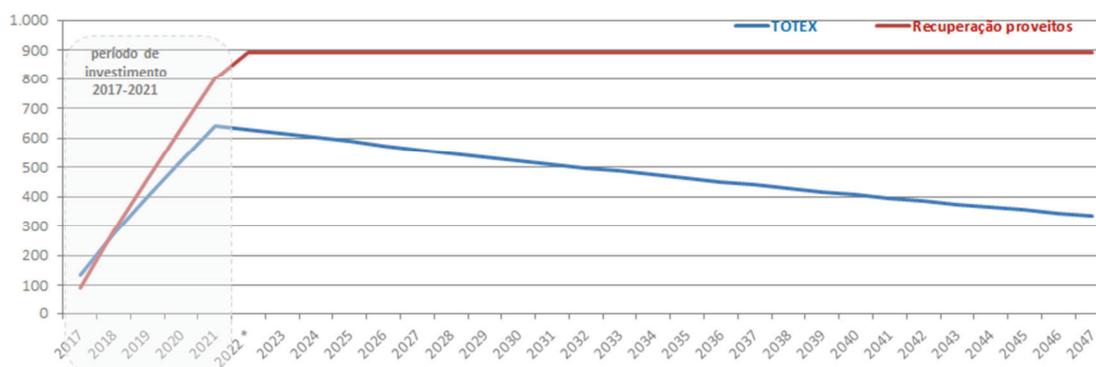
Quadro 32

Cenário	Volume (MWh) (ano cruzeiro)	Tarifa média (€/MWh)	Proveitos Recuperados (m€)
Tarifas nacionais AG 15-16	35.582	25,06 €	892
Recuperar o valor de TOTEX	35.582	19,22 €	684

(c) Avaliação anual

Em complemento apresenta-se, no gráfico 26, a evolução dos proveitos permitidos (**TOTEX**) e da recuperação dos proveitos pela aplicação das tarifas em vigor para o ano gás 2016-2017. É notório que, às tarifas em vigor, e no cenário conservador em termos de projecção de volumes, o plano de investimento em ligação de novos pontos de abastecimento é favorável para as tarifas de gás natural.

Gráfico 26



PDIRD-GN 2017-2021

(d) Análise Individual por projeto de DN de cada concelho

Em anexo consta a análise de cada concelho em termos de custos para o sistema e a recuperação de proveitos pela aplicação das tarifas nacionais de URD em vigor.

Na generalidade todos projetos apresentam um comportamento favorável em termos de impacto do custo unitário por volume veiculado.

No ano cruzeiro alguns projetos ainda apresentam uma margem (diferencial entre o proveito recuperado pela aplicação da tarifa e os custos totais aportados ao sistema) negativa, contudo nos anos seguintes esta tendência inverte-se. De referir a reduzido materialidade destes projetos que no cômputo global da Lusitaniagás não terão um impacto materialmente relevante, mantendo no plano consolidado, em termos de impacto nas tarifas, uma performance bastante positiva do investimento em ligação de novos pontos de consumo.

PDIRD-GN 2017-2021

Em síntese as projeções de investimento para o período 2017-2021:

- ❖ Incorporam a preocupação de assegurar as obrigações previstas no contrato de concessão.
- ❖ Refletem, por um lado o esforço na racionalização dos recursos afetos ao investimento dos ORDs da Distribuição do Grupo Galp e por outro, alguma prudência quanto às alterações de pressupostos de suporte às projeções por revisão das condições regulamentares.
- ❖ Confirmam a tendência de estabilização da evolução do nível de investimento anual, depois da quebra acentuada no período 2008-2015.
- ❖ Confirmam o esforço de consolidação dos níveis de eficiência do investimento pela manutenção dos principais indicadores em níveis estáveis e reduzidos.
- ❖ Não prevê nenhum projeto de grande expansão das redes, mantendo-se um nível reduzido e estável de dotação orçamental para a ligação de novos clientes para o SNGN cumprindo as metas de eficiência consolidadas na Distribuição de GN do Grupo Galp.
- ❖ São consistentes com as projeções para a economia nacional e regional, nomeadamente quanto aos pressupostos de suporte às estimativas de procura de GN nas localidades da área de concessão.

Projetos	Investimento (m€)	Volume adicional ano cruzeiro (GWh)	PA	Investimento po PA (€/PA)
Projeto DN - Castelo Branco	1.315	11,0	1.331	988
Projeto DN - Covilhã	655	1,8	639	1.025
Projeto DN - Fundão	175	0,5	172	1.016
Projeto DN - Guarda	708	3,0	690	1.026
Projeto DN - Lamego	875	2,1	826	1.060
Projeto DN - Lousã	331	0,7	326	1.017
Projeto DN - Mangualde	85	5,4	86	984
Projeto DN - Mortágua	32	0,1	30	1.075
Projeto DN - Nelas	40	0,1	40	1.011
Projeto DN - Santa Comba Dão	36	0,1	35	1.017
Projeto DN - Seia	291	0,7	264	1.102
Projeto DN - Tondela	128	0,5	125	1.027
Projeto DN - Viseu	1.299	9,5	1.312	990
Total investimento DN	5.971	35,6	5.876	1.016
Outros investimentos	1.515	0	0	n.a.
Investimento global do PDIRD	7.486	35,6	5.876	1.274

ANEXO

Fichas

Agregada ORD

e

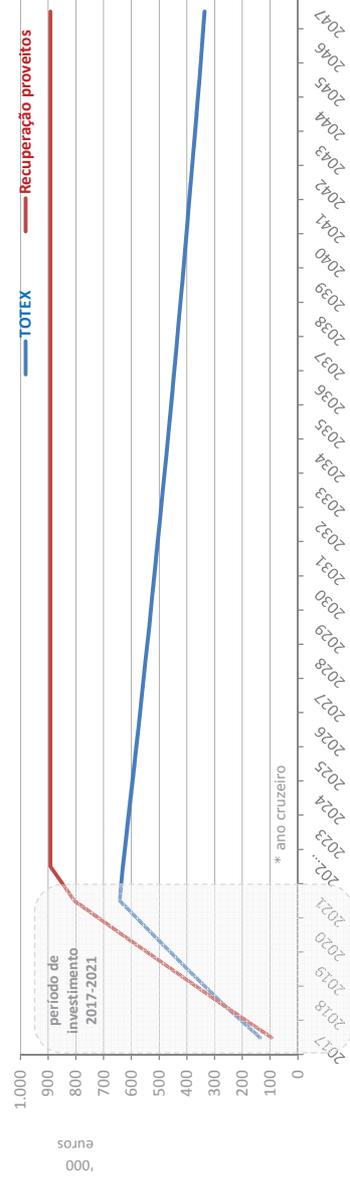
Individuais
por concelho

Distribuição GN

BEIRAGÁS	Unid	Real					PIIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Investimento Desenvolvimento Negócio												
Rede	m€	2.828	1.777	1.186	1.114	1.159	1.236	1.229	1.170	1.168	1.168	5.971
Ramais	m€	887	631	424	461	518	422	422	398	398	398	2.038
Infraestruturação / clientes	m€	341	210	144	159	187	213	213	201	201	201	1.030
Conversão	m€	1.408	826	547	433	587	536	536	511	511	511	2.601
Reconversão	m€	219	123	112	69	20	18	18	18	18	18	88
Segmento Novo	m€	44	22	9	9	9	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	147	88	62	55	67	64	61	61	58	58	302
Equipamento	m€	58	36	27	22	30	30	27	28	26	26	137
Montagem	m€	89	52	35	33	37	34	34	32	32	32	165
Agregados físicos do DN:												
Clientes	#						1.218	1.210	1.150	1.149	1.149	5.876
Doméstico							1.185	1.180	1.121	1.121	1.121	5.728
Terciário							27	25	23	23	23	121
Indústria							6	5	6	5	5	27
Volume ano	mil m ³						330	959	1.570	2.174	2.758	7.791
Doméstico							129	386	639	886	1.133	3.172
Terciário							29	86	192	244	244	690
Indústria							172	487	792	1.096	1.381	3.928
Instalações de GN Infraestruturadas	#	2296	1397	941	861	1093	999	992	951	951	951	4.844
Conversão		1.813	1.108	685	660	1.034	945	940	899	899	899	4.582
Reconversão		483	289	256	201	59	54	52	52	52	52	262
Rede	km	20	15	10	9	9	9	9	8	8	8	41
Ramais	#	982	600	393	364	501	454	452	429	429	429	2.193
Indicadores Operacionais:												
Pontos Abastecimento Ano	#	2.774	1.789	1.250	1.157	1.333	1.218	1.210	1.150	1.149	1.149	5.876
BP <		2.772	1.786	1.247	1.155	1.328	1.212	1.205	1.144	1.144	1.144	5.849
BP >		2	3	2	2	5	6	5	6	5	5	27
MP		0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-622	-408	-189	-93	-105	-108	-110	-112	-114	-116	-560
BP <		-626	-409	-187	-95	-105	-108	-110	-112	-114	-116	-560
BP >		4	4	-1	3	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	-3	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	48.084	49.465	50.526	51.590	52.818	53.928	55.028	56.067	57.102	58.135	58.135
BP <		47.823	49.200	50.260	51.320	52.543	53.647	54.742	55.775	56.805	57.833	57.833
BP >		242	249	250	255	260	266	271	277	282	287	287
MP		19	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15
Pontos Abastecimento Médios	#	48.084	48.775	49.996	51.058	52.204	53.373	54.478	55.548	56.584	57.618	57.618
BP <		47.823	48.512	49.730	50.790	51.931	53.095	54.195	55.259	56.290	57.319	57.319
BP >		242	246	250	253	258	263	269	274	280	285	285
MP		19	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15
Consumo Médio	MWh /Pa	17,5	19,6	19,0	17,9	17,2	17,0	16,7	16,5	16,4	16,2	16,2
BP <		3,2	3,2	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
BP >		1.566,4	1.995,6	2.113,1	1.999,9	1.918,8	1.918,8	1.918,8	1.918,8	1.918,8	1.918,8	1.918,8
MP		16.229,7	17.674,4	16.966,6	16.718,9	16.897,5	16.897,5	16.897,5	16.897,5	16.897,5	16.897,5	16.897,5
Volume adicional	MWh						3.849	11.191	18.318	25.360	32.175	32.175
BP <							1.839	5.508	9.083	12.574	16.064	16.064
BP >							2.011	5.684	9.235	12.786	16.111	16.111
MP							0	0	0	0	0	0
Volume total	MWh	840.129	954.863	947.839	914.120	898.659	905.424	912.425	919.205	925.893	932.348	932.348
BP <		152.708	155.639	149.151	149.993	163.252	166.765	170.093	173.321	176.458	179.589	179.589
BP >		379.057	489.921	527.222	504.984	452.877	457.050	460.723	464.274	467.825	471.150	471.150
MP		308.364	309.302	271.466	259.143	282.530	281.609	281.609	281.609	281.609	281.609	281.609

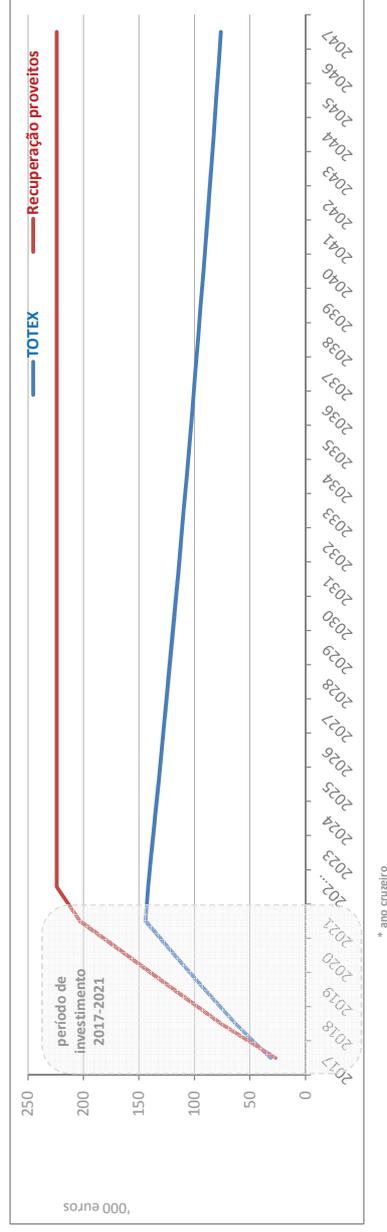
BEIRAGÁS	Unid	Real										PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021					
Metas de eficiência:																	
Inv DN / Cliente	€	1.019	993	949	963	1.020	1.015	1.015	1.018	1.016	1.016	1.016	1.016				
Mts Rede Sec / Cliente	mts	7,13	8,61	7,83	8,14	7,05	6,98	7,02	6,96	6,96	6,96	6,96	6,98				
Cientes / km rede	#	140,3	116,1	127,7	122,8	141,8	143,3	142,4	143,8	143,6	143,6	143,6	143,3				
Cientes / Ramal	#	2,82	2,98	3,18	3,18	2,66	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68				
Custo unit RS (€/m)	€	44,9	41,0	43,3	48,9	55,2	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	50				
Custo unit Ramal (€)	€	348	350	367	437	374	470	470	470	470	470	470	470				
Custo unit infraestruturação (€)	€	613	591	581	503	537	537	537	537	537	537	537	537				
Conversão	€	656	634	635	546	548	548	548	548	548	548	548	548				
Reconversão	€	454	427	437	344	338	338	338	338	338	338	338	338				
Investimento Novos PA/Mkwh	€	58	51	50	54	59	60	61	62	62	62	62	63				
Avaliação																	
TOTEX (b)	m€											137	272	399	522	642	630
Proveito Recuperado (a)	m€											94	278	457	633	805	892
Margem tarifa	%											-42	6	58	111	163	41%
$\Delta = (a) - (b)$	m€											-42	-36	22	133	296	261
Acumulado	m€											-42	-36	22	133	296	558

Gráfico 16



Unid	Real						PDIRD 2017-2021					
	2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	
CASTELO BRANCO												
Investimento Desenvolvimento Negócio												
Rede	m€	525	339	269	211	297	283	277	252	252	252	1.315
Ramais	m€	104	105	113	100	111	92	92	80	80	80	425
Infraestruturação / clientes	m€	80	40	35	22	41	49	49	43	43	43	226
Conversão	m€	300	172	108	78	130	124	121	116	116	116	593
Reconversão	m€	267	162	98	70	126	120	117	112	112	112	573
Segmento Novo	m€	33	11	10	8	4	4	4	4	4	4	21
Contadores / cadeias medida	m€	12	5	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Equipamento	m€	29	17	12	10	15	17	14	13	13	13	71
Montagem	m€	10	6	5	4	7	9	6	6	6	6	33
	m€	19	11	6	6	8	8	8	7	7	7	37
Agregados físicos do DN:												
Clientes	#						283	277	257	257	257	1.331
Doméstico							275	270	250	250	250	1.295
Terciário							5	5	5	5	5	25
Indústria							3	2	2	2	2	11
Volume ano	mil m ³						120	328	504	678	852	2.483
Doméstico							25	75	122	168	213	603
Terciário							5	14	24	33	43	119
Indústria							90	239	358	478	597	1.761
Instalações de GN infraestruturadas	#	472	274	181	156	242	231	226	216	216	216	1.105
Conversão		396	248	157	132	229	218	214	204	204	204	1.044
Reconversão		76	26	24	24	13	13	12	12	12	12	61
Rede	km	2	4	3	3	2	2	2	2	2	2	9
Ramais	#	238	112	99	48	110	104	103	90	90	90	477
Indicadores Operacionais:												
Pontos Abastecimento Ano	#	577	352	227	205	296	283	277	257	257	257	1.331
BP <		577	352	226	205	294	280	275	255	255	255	1.320
BP >		0	0	1	0	2	3	2	2	2	2	11
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-81	-73	-56	-15	-20	-20	-21	-21	-22	-22	-106
BP <		-81	-74	-59	-15	-20	-20	-21	-21	-22	-22	-106
BP >		0	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	8.934	9.213	9.384	9.574	9.850	10.113	10.369	10.605	10.841	11.076	11.076
BP <		8.902	9.180	9.347	9.537	9.811	10.071	10.325	10.559	10.793	11.026	11.026
BP >		31	33	36	37	39	42	44	46	48	50	50
MP		1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	8.934	9.074	9.299	9.479	9.712	9.982	10.241	10.487	10.723	10.958	10.958
BP <		8.902	9.041	9.264	9.442	9.674	9.941	10.198	10.442	10.676	10.909	10.909
BP >		31	32	35	37	38	41	43	45	47	49	49
MP		1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Consumo Médio	MWh /Pa	5,2	5,7	5,3	5,2	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,6	5,6
BP <		2,4	2,5	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
BP >		541,9	711,6	793,7	738,2	696,4	696,4	696,4	696,4	696,4	696,4	696,4
MP		7.977,5	12.189,8	19,6	439,4							
Volume adicional	MWh						1.395	3.829	5.885	7.915	9.945	9.945
BP <							350	1.044	1.706	2.344	2.981	2.981
BP >							1.045	2.786	4.178	5.571	6.964	6.964
MP							0	0	0	0	0	0
Volume total	MWh	46.279	51.534	49.479	49.493	50.649	53.057	55.441	57.444	59.421	61.396	61.396
BP <		21.502	22.666	22.086	22.328	24.185	24.853	25.496	26.106	26.690	27.273	27.273
BP >		16.799	22.773	27.383	26.946	26.463	28.204	29.945	31.338	32.731	34.124	34.124
MP		7.977	6.095	10	220	0	0	0	0	0	0	0

CASTELO BRANCO	Unid	Real					PDIRD 2017-2021						
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	909	964	1.187	1.031	1.002	999	999	980	980	980	980	988
Mts Rede Sec / Cliente	mts	4	12	12	16	7	7	7	6	6	6	6	6
Clientes / km rede	#	257,8	80,2	86,9	61,5	147,7	150,9	147,7	158,2	158,2	158,2	154,3	154,3
Clientes / Ramal	#	2,42	3,14	2,29	4,27	2,69	2,72	2,69	2,86	2,86	2,86	2,79	2,79
Custo unit RS (€/m)	€	46,7	23,9	43,4	30,0	55,2	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3
Custo unit Ramal (€)	€	334	356	350	457	374	474	474	474	474	474	474	474
Custo unit infraestruturação (€)	€	636	628	598	500	537	537	537	537	537	537	537	537
Conversão	€	674	651	627	528	548	549	548	549	549	549	549	549
Reconversão	€	440	407	409	343	338	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	176	170	223	198	192	188	185	179	177	175	175	175
Avaliação													
TOTEX (b)	m€						32	63	91	118	144	144	142
Proveito Recuperado (a)	m€						27	76	119	161	203	203	224
Margem tarifa	%												68%
$\Delta = (a) - (b)$	m€						-5	13	28	43	59	59	82
Acumulado	m€						-5	8	36	80	139	139	221



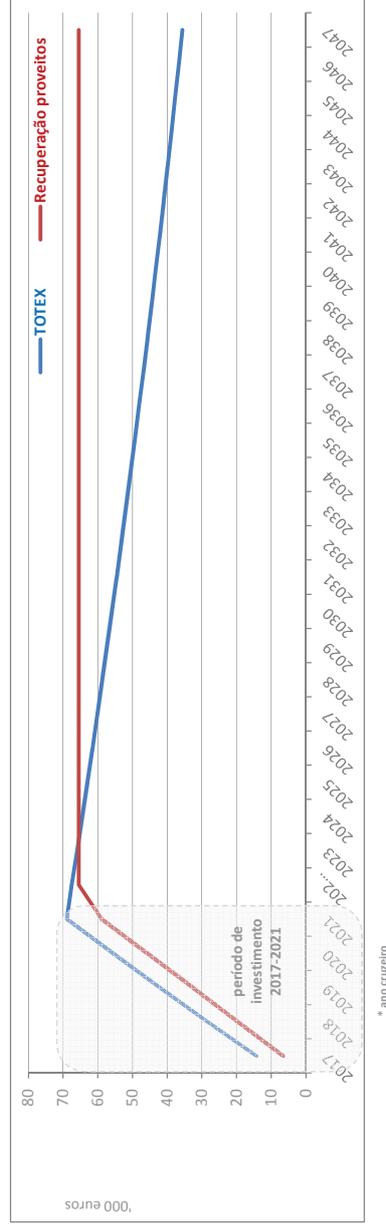
* ano cruzeiro

COVILHÃ		Real										PDIRD 2017-2021	
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	
Unid													
Investimento Desenvolvimento Negócio		48	77	54	17	145	131	130	131	131	131	655	
Rede	m€	1	24	21	0	56	46	46	46	46	232		
Ramais	m€	4	11	5	2	22	22	22	22	22	109		
Infraestruturação / clientes	m€	24	35	22	15	62	57	56	57	57	282		
Conversão		22	26	19	11	60	55	54	55	55	274		
Reconversão		2	9	3	1	2	2	2	2	2	8		
Segmento Novo	m€	12	2	2	0	0	0	0	0	0	0		
Contadores / Cadeias medida	m€	6	5	4	3	7	6	6	6	6	32		
Equipamento		3	2	2	1	3	3	3	3	3	14		
Montagem		4	3	2	2	4	4	4	4	4	18		
Agregados físicos do DNI:													
Clientes		128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	639	
Doméstico	#	125	125	125	125	125	125	125	125	125	625		
Terciário		3	3	3	3	3	3	3	3	3	14		
Indústria		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Volume ano		15	46	77	107	138	138	138	138	138	383		
Doméstico	mil m³	12	38	63	87	112	112	112	112	112	312		
Terciário		3	8	14	20	26	26	26	26	26	71		
Indústria		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Instalações de GN infraestruturadas		40	61	39	27	116	105	104	105	105	524		
Conversão	#	36	41	32	25	110	100	99	100	100	499		
Reconversão		4	20	7	2	6	5	5	5	5	25		
Rede	km	0	1	0	0	1	1	1	1	1	5		
Ramais	#	12	30	16	5	53	48	48	48	48	240		
Indicadores Operacionais:													
Pontos Abastecimento Ano		130	128	89	67	142	128	127	128	128	128	639	
BP <	#	130	128	88	67	141	128	127	128	128	639		
BP >		0	0	0	0	1	0	0	0	0	0		
MP		0	0	1	0	0	0	0	0	0	0		
Rescisões		-64	-39	-39	7	-15	-15	-15	-16	-16	-78		
BP <	#	-65	-38	-40	10	-15	-15	-15	-16	-16	-78		
BP >		1	1	2	-4	0	0	0	0	0	0		
MP		0	-2	-1	1	0	0	0	0	0	0		
Pontos Abastecimento Acumulados		7.163	7.252	7.302	7.376	7.503	7.616	7.727	7.840	7.952	8.064		
BP <	#	7.126	7.216	7.264	7.341	7.467	7.580	7.691	7.804	7.916	8.028		
BP >		34	35	37	33	34	34	34	34	34	34		
MP		3	1	1	2	2	2	2	2	2	2		
Pontos Abastecimento Médios		7.163	7.208	7.277	7.339	7.440	7.559	7.672	7.784	7.896	8.008		
BP <	#	7.126	7.171	7.240	7.303	7.404	7.523	7.636	7.748	7.860	7.972		
BP >		34	35	36	35	34	34	34	34	34	34		
MP		3	2	1	2	2	2	2	2	2	2		
Consumo Médio		13,8	13,6	13,4	13,7	13,7	13,7	13,5	13,4	13,2	13,1		
BP <	Wh /Pa	3,0	2,9	2,7	2,6	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8		
BP >		1.285,9	1.422,8	1.577,4	1.528,1	1.453,6	1.453,6	1.453,6	1.453,6	1.453,6	1.453,6		
MP		11.395,9	14.092,2	21.493,2	18.725,0	16.426,6	16.426,6	16.426,6	16.426,6	16.426,6	16.426,6		
Volume adicional		179	536	893	893	1.610	1.252	1.252	1.252	1.252	4.470		
BP <	MWh	179	536	893	893	1.610	1.252	1.252	1.252	1.252	4.470		
BP >		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Volume total		99.124	97.733	97.818	100.332	102.280	103.341	103.655	103.969	104.283	104.597		
BP <	MWh	21.216	20.461	19.538	18.760	20.731	21.066	21.380	21.693	22.008	22.321		
BP >		43.720	49.087	56.785	53.485	48.696	49.422	49.422	49.422	49.422	49.422		
MP		34.188	28.184	21.493	28.088	32.853	32.853,2	32.853	32.853	32.853	32.853		

COVILHÃ	Unid	Real					PDIRD 2017-2021				
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021

Metas de eficiência:	€	366	602	606	248	1.022	1.024	1.027	1.024	1.024	1.024	1.024	1.024	1.025
Inv DN / Cliente	mts	0	5	4	0	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Mts Rede Sec / Cliente	#	3.250,0	219,1	263,2	NA	140,5	139,4	138,3	139,4	139,4	139,4	139,4	139,4	139,2
Clientes / km rede	#	10,83	4,27	5,56	13,40	2,68	2,67	2,65	2,67	2,67	2,67	2,67	2,66	2,66
Clientes / Ramal	€	32,9	41,5	62,1	NA	55,2	50,6	50,6	50,6	50,6	50,6	50,6	50,6	50,6
Custo unit RS (€/m)	€	330	358	298	446	374	454	454	454	454	454	454	454	454
Custo unit Ramal (€)	€	601	577	572	570	537	538	538	538	538	538	538	538	538
Custo unit infraestruturação (€)	€	617	633	606	433	548	548	548	548	548	548	548	548	548
Conversão	€	459	463	415	291	338	338	338	338	338	338	338	338	338
Reconversão	€	26	44	45	18	74	75	76	77	78	78	78	78	78
Investimento Novos PA/Mkwh	€													

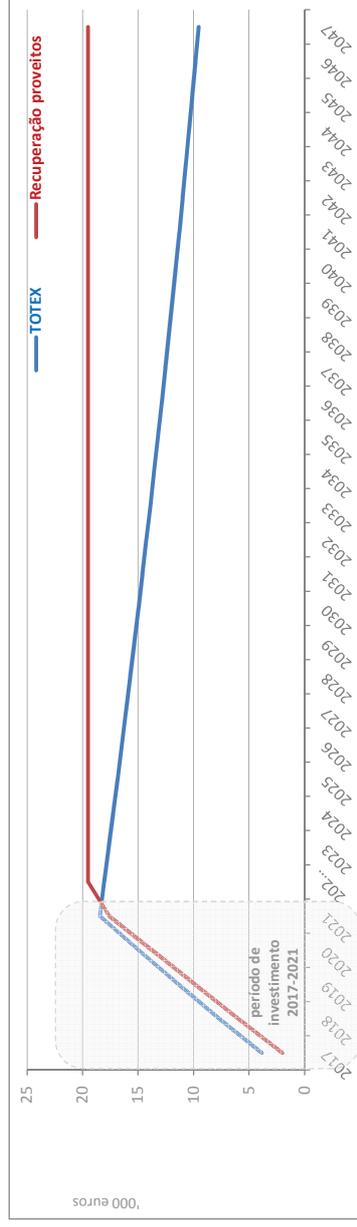
Avaliação	m€	14	28	42	56	69	2022
TOTEX (b)	m€	7	20	33	46	59	65
Proveito recuperado (a)	m€	-8	-9	-9	-10	-10	-2
Margem tarifa	%	-8	-16	-26	-36	-46	-48
$\Delta = (a) - (b)$	m€						
Acumulado	m€						



FUNDAÇÃO	Unid	Real					PDIRD 2017-2021				
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021

Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€	712	723	2.000	587	1.008	1.010	1.010	1.020	1.020	1.020	1.016
Mts Rede Sec / Cliente	mts	4	10	37	1	7	7	7	7	7	7	7
Cientes / km rede	#	222,2	100,7	27,2	1.600,0	149,8	148,3	148,3	144,1	144,1	144,1	145,8
Cientes / Ramal	#	7,00	10,00	4,33	3,56	2,69	2,69	2,69	2,62	2,62	2,62	2,65
Custo unit RS (€/m)	€	40,7	41,5	42,2	81,2	55,2	48,2	48,2	48,2	48,2	48,2	48,2
Custo unit Ramal (€)	€	303	924	339	517	374	494	494	494	494	494	494
Custo unit infraestrutura(€)	€	548	498	522	446	536	542	542	542	542	542	542
Conversão	€	559	506	560	488	548	549	549	549	549	549	549
Reconversão	€	496	443	410	337	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	103	99	296	92	154	155	157	159	160	162	162

Avaliação		2022										
TOTEX (b)	m€	4	8	11	15	18	18	18	18	18	18	18
Proveito recuperado (a)	m€	2	6	10	14	18	18	18	18	18	18	18
Margem tarifa	%											8%
$\Delta = (a) - (b)$	m€	-2	-2	-4	-5	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6
Acumulado	m€											

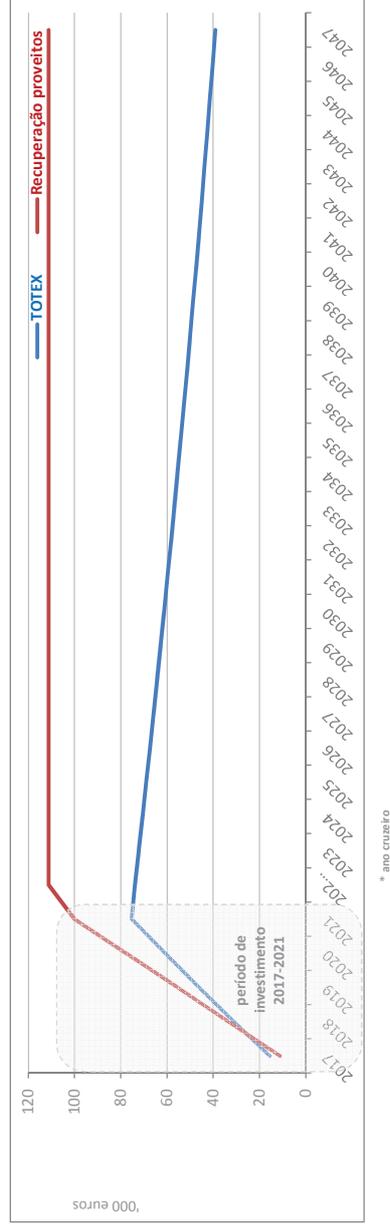


* ano cruzeiro

GUARDA	Unid	Real					PDIRD 2017-2021				
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021

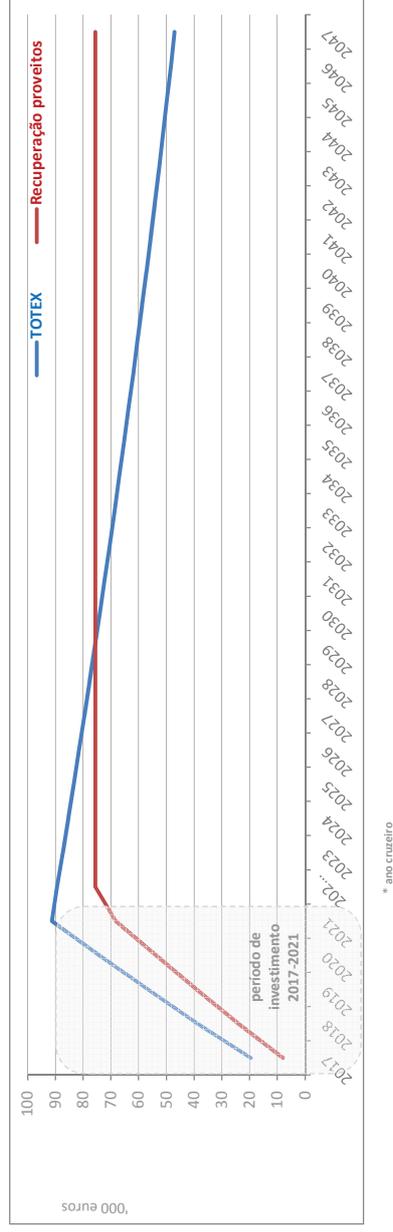
Metas de eficiência:		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Inv DN / Cliente	€	730	751	620	1.199	1.030	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026
Mts Rede Sec / Cliente	mts	1	2	0	13	7	7	7	7	7	7	7
Clientes / km rede	#	975,4	457,6	16.400,0	74,2	139,1	139,8	139,8	139,8	139,8	139,8	139,8
Clientes / Ramal	#	3,41	3,66	3,24	2,47	2,66	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
Custo unit RS (€/m)	€	44,5	42,0	121,7	42,6	55,2	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5
Custo unit Ramal (€)	€	367	390	362	466	374	494	494	494	494	494	494
Custo unit infraestruturação (€)	€	665	599	591	547	538	537	537	537	537	537	537
Conversão	€	681	658	670	576	548	548	548	548	548	548	548
Reconversão	€	497	423	439	375	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	74	75	64	119	99	100	101	102	103	104	104

Avaliação		2022										
TOTEX (b)	m€						16	31	46	61	75	74
Proveito Recuperado (a)	m€						11	33	56	78	100	111
Margem tarifa	%											50%
$\Delta = (a) - (b)$	m€						-4	2	9	17	25	37
Acumulado	m€						-4	-2	7	24	49	86



* Ano cruzeiro

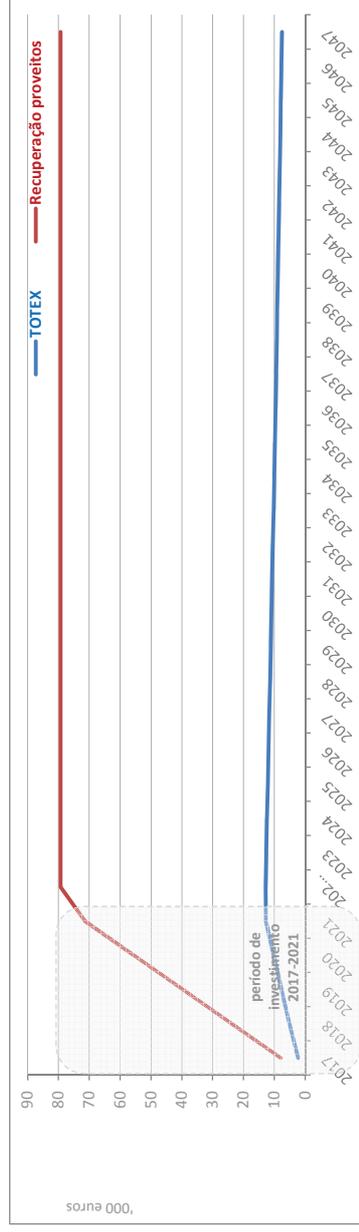
LAMEGO	Unid	Real					PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€	758	920	826	972	1.026	1.025	1.027	1.085	1.085	1.085	1.060
Mts Rede Sec / Cliente	mts	3	6	7	8	7	7	7	8	8	8	8
Cientes / km rede	#	384,3	164,0	152,6	122,0	140,0	139,4	138,6	126,7	126,7	126,7	131,6
Cientes / Ramal	#	4,95	3,57	5,38	3,23	2,66	2,69	2,68	2,45	2,45	2,45	2,54
Custo unit RS (€/m)	€	27,1	37,0	33,8	44,3	55,2	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,7
Custo unit Ramal (€)	€	323	336	392	435	374	454	454	454	454	454	454
Custo unit infraestruturação (€)	€	582	579	538	442	538	548	548	538	538	538	538
Conversão	€	620	619	575	504	548	548	549	549	549	549	548
Reconversão	€	470	422	453	319	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	138	127	126	161	166	171	176	190	194	198	198
Avaliação												
TOTEX (b)	m€											2022
Proveito Recuperado (a)	m€	20	39	57	74	91	89	76	68	68	68	76
Margem tarifa	%	8	24	39	54	68	-15%	-14	-20	-20	-23	-14
Δ = (a) - (b)	m€	-12	-12	-17	-44	-87	-12	-26	-44	-64	-87	-101
Acumulado	m€											-101



LOUSÁ	Real										Unid	
	2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021		2017-2021
Investimento Desenvolvimento Negócio	375	107	31	33	82	67	66	66	66	66	66	331
Rede	180	73	3	6	32	24	24	24	24	24	24	118
Ramais	31	6	9	5	11	11	11	11	11	11	11	54
Infraestruturação / clientes	146	25	18	19	35	28	28	28	28	28	28	142
Conversão	97	16	12	19	33	27	27	27	27	27	27	137
Reconversão	49	9	6	1	1	1	1	1	1	1	1	5
Segmento Novo	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	17	3	2	2	4	3	3	3	3	3	3	16
Equipamento	8	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	7
Montagem	9	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	9
Agregados físicos do DN:												
Clientes						66	65	65	65	65	65	326
Doméstico						64	64	64	64	64	64	320
Terciário						2	1	1	1	1	1	6
Indústria						0	0	0	0	0	0	0
Volume ano						6	19	31	43	55	55	154
Doméstico						5	15	25	36	46	46	126
Terciário						2	4	6	7	9	9	28
Indústria						0	0	0	0	0	0	0
Instalações de GN Infraestruturadas						54	53	53	53	53	53	266
Conversão	162	31	19	36	61	50	50	50	50	50	50	250
Reconversão	118	22	14	2	4	4	3	3	3	3	3	16
Rede						4	1	0	0	0	0	2
Ramais	78	19	10	13	30	24	24	24	24	24	24	120
Indicadores Operacionais:												
Pontos Abastecimento Ano						66	65	65	65	65	65	326
BP <	297	58	41	41	79	66	65	65	65	65	65	326
BP >	296	58	40	41	79	66	65	65	65	65	65	326
MP	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões						0						
BP <	-34	-10	-28	5	-5	-5	-5	-5	-6	-6	-6	-27
BP >	-34	-11	-28	5	-5	-5	-5	-5	-6	-6	-6	-27
MP	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados						2.638	2.697	2.757	2.816	2.875	2.875	2.875
BP <	2.396	2.444	2.457	2.503	2.577	2.638	2.697	2.757	2.816	2.875	2.875	2.875
BP >	2.389	2.436	2.448	2.494	2.568	2.629	2.688	2.748	2.807	2.866	2.866	2.866
MP	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Pontos Abastecimento Médios						2.607	2.667	2.727	2.786	2.846	2.846	2.846
BP <	2.389	2.413	2.442	2.471	2.531	2.598	2.658	2.718	2.777	2.837	2.837	2.837
BP >	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
MP	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Consumo Médio						18,0	17,6	17,3	17,0	16,6	16,6	16,6
BP <	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
BP >	350,5	417,3	322,9	302,2	348,3	348,3	348,3	348,3	348,3	348,3	348,3	348,3
MP	41.416,0	37.752,2	34.928,3	39.260,3	39.260,3	38.339,2	38.339,2	38.339,2	38.339,2	38.339,2	38.339,2	38.339,2
Volume adicional						73	217	360	503	646	646	646
BP <						73	217	360	503	646	646	646
BP >						0	0	0	0	0	0	0
MP						0	0	0	0	0	0	0
Volume total						46.842	46.974	47.105	47.236	47.366	47.366	47.366
BP <	48.642	45.776	42.689	47.042	47.615	46.842	46.974	47.105	47.236	47.366	47.366	47.366
BP >	5.123	5.312	5.339	5.364	5.568	5.716	5.848	5.979	6.110	6.241	6.241	6.241
MP	2.103	2.712	2.422	2.417	2.786	2.786	2.786	2.786	2.786	2.786	2.786	2.786
	41.416	37.752	34.928	39.260	39.260	38.339	38.339	38.339	38.339	38.339	38.339	38.339

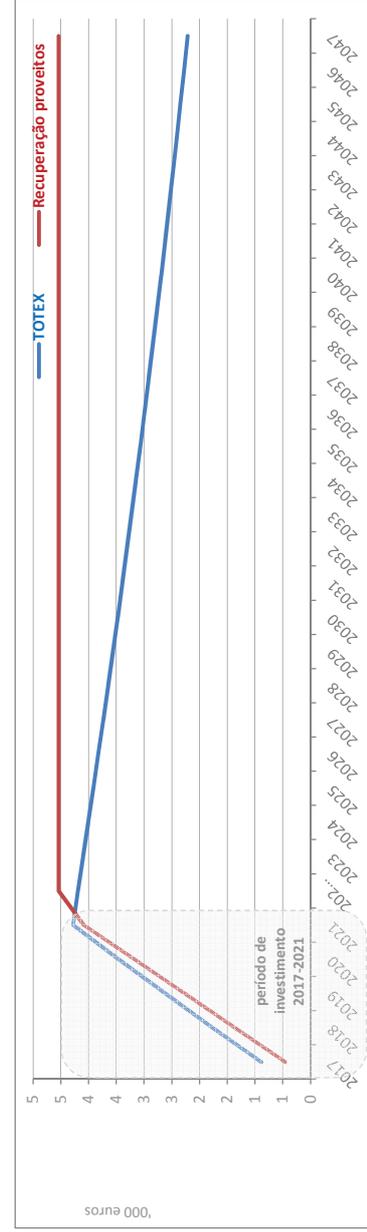
MANGUALDE		Real							PDIRD 2017-2021			
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Unid												
Investimento Desenvolvimento Negócio												
Rede	m€	47	18	13	26	18	17	18	17	17	17	85
Ramais	m€	30	6	7	9	7	6	6	6	6	6	32
Infraestruturação / clientes	m€	4	1	1	4	3	3	3	2	2	2	13
Conversão	m€	10	9	5	12	7	7	7	7	7	7	35
Reconversão	m€	8	7	2	11	7	7	7	7	7	7	33
Segmento Novo	m€	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	2
Contadores / cadeias medida	m€	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipamento	m€	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5
Montagem	m€	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3
Montagem	m€	1	1	0	1	1	0	1	0	0	0	2
Agregados físicos do DN:												
Clientes	#											86
Doméstico												16
Terciário												16
Indústria												1
Indústria												1
Volume ano	mil m ³											417
Doméstico												46
Terciário												139
Indústria												232
Instalações de GN Infraestruturadas	#											1.159
Conversão												19
Reconversão												14
Indústria												13
Indústria												13
Rede	km											66
Ramais	#											12
Ramais	#											4
Ramais	#											2
Ramais	#											10
Ramais	#											7
Indicadores Operacionais:												
Pontos Abastecimento Ano												
BP <	#	40	30	14	26	18	17	18	17	17	17	86
BP >		40	30	14	26	17	16	17	16	16	16	81
MP		0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	5
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-9	-24	-20	10	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-15
BP <		-8	-24	-20	10	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-15
BP >		-1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#											
BP <		1.263	1.269	1.263	1.299	1.314	1.329	1.344	1.358	1.373	1.387	1.387
BP >		1.252	1.258	1.252	1.288	1.302	1.316	1.330	1.343	1.357	1.370	1.370
BP >		8	8	8	9	10	11	12	13	14	15	15
MP		3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#											
BP <		1.263	1.266	1.266	1.281	1.307	1.322	1.336	1.351	1.366	1.380	1.380
BP >		1.252	1.255	1.255	1.270	1.295	1.309	1.323	1.337	1.350	1.363	1.363
BP >		8	8	8	9	10	11	12	13	14	15	15
MP		3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2
Consumo Médio	MWh /Pa											
BP <		53,2	54,3	49,8	35,9	36,2	36,6	37,0	37,4	37,8	38,2	38,2
BP >		3,6	3,5	3,3	3,1	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
BP >		578,2	617,2	790,6	2.120,0	1.026,6	1.026,6	1.026,6	1.026,6	1.026,6	1.026,6	1.026,6
MP		19.361,5	19.767,3	17.515,9	9.604,7	16.562,4	16.562,4	16.562,4	16.562,4	16.562,4	16.562,4	16.562,4
Volume adicional	MWh											
BP <		541	541	541	541	541	541	541	541	541	541	541
BP >		27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
MP		83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
MP		513	513	513	513	513	513	513	513	513	513	513
Volume total	MWh											
BP <		67.179	68.681	63.030	45.970	47.281	48.355	49.429	50.502	51.574	52.646	52.646
BP >		4.469	4.441	4.158	3.939	4.404	4.451	4.498	4.545	4.590	4.635	4.635
BP >		4.626	4.938	6.325	18.020	9.753	10.779	11.806	12.833	13.859	14.886	14.886
MP		58.085	59.302	52.548	24.012	33.125	33.124,8	33.125	33.125	33.125	33.125	33.125

MANGUALDE	Unid	Real					PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€	1.185	588	950	994	992	1.001	984	978	978	978	984
Mts Rede Sec / Cliente	mts	36	4	13	11	7	7	7	7	7	7	7
Cientes / km rede	#	27,5	243,9	75,3	94,0	147,5	144,1	152,5	144,1	144,1	144,1	145,8
Cientes / Ramal	#	3,64	7,50	7,00	2,60	2,57	2,43	2,57	2,83	2,83	2,83	2,69
Custo unit RS (€/m)	€	20,7	50,9	38,8	32,5	55,2	53,8	53,8	53,8	53,8	53,8	53,8
Custo unit Ramal (€)	€	379	317	253	385	374	394	394	394	394	394	394
Custo unit infraestruturação (€)	€	618	532	488	528	531	531	533	531	531	531	531
Conversão	€	671	570	600	548	546	547	548	547	547	547	547
Reconversão	€	459	417	413	327	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	22	11	19	28	27	27	27	26	26	26	26
Avaliação												
TOTEX (b)	m€											2022
Proveito Recuperado (a)	m€	2	5	8	10	13	8	10	10	10	13	13
Margem tarifa	%	8	24	40	56	71	56	71	56	71	56	79
$\Delta = (a) - (b)$	m€	6	19	32	45	59	6	32	45	59	66	66
Acumulado	m€	6	24	56	102	161	6	24	56	102	161	227



NELAS	Unid	Real					PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€	663	745	584	1.202	1.027	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	2	1	14	8	7	7	7	7	7	7
Clientes / km rede	#	NA	425,5	1.000,0	69,7	133,3	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1
Clientes / Ramal	#	3,23	5,00	2,75	3,00	2,50	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67
Custo unit RS (€/m)	€	NA	55,4	50,3	45,8	55,2	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3
Custo unit Ramal (€)	€	448	310	340	351	374	474	474	474	474	474	474
Custo unit infraestruturação (€)	€	583	536	496	462	520	517	517	517	517	517	517
Conversão	€	728	783	593	561	546	547	547	547	547	547	547
Reconversão	€	531	470	471	392	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	30	33	23	27	23	23	23	24	24	24	24

Avaliação		2022				
TOTEX (b)	m€	1	2	3	3	4
Proveito Recuperado (a)	m€	0	1	2	3	4
Margem tarifa	%	0	0	0	0	8%
$\Delta = (a) - (b)$	m€	0	-1	-1	-1	0
Acumulado	m€	0	0	-1	-1	-2



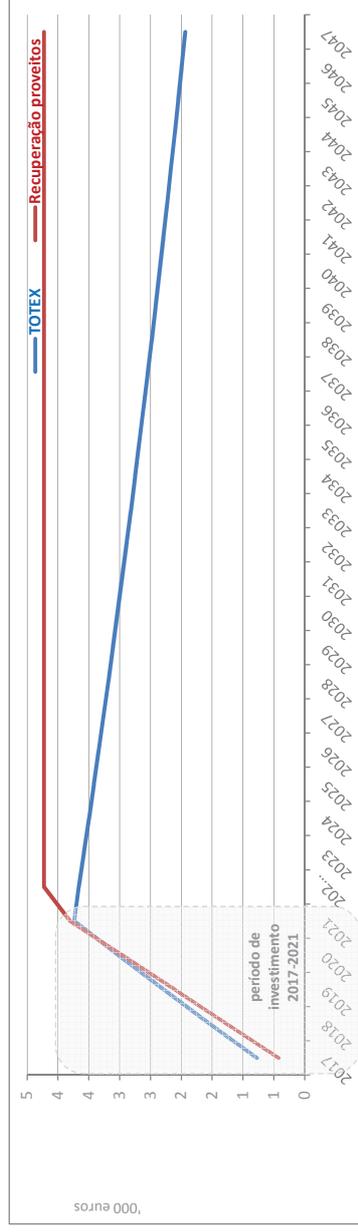
* ano cruzeiro

SANTA COMBA DÃO		Real					PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Unid		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Investimento Desenvolvimento Negócio												
	Rede	18	17	3	14	6	7	7	7	7	7	36
	Ramais	6	6	0	0	2	2	2	2	2	2	10
	Infraestruturação / clientes	3	3	0	5	1	1	1	1	1	1	7
	Conversão	8	6	2	8	3	3	3	3	3	3	16
	Segmento Novo	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Contadores / cadeias medida	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Equipamento	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	2
	Montagem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agregados físicos do DN:												
	Clientes						7	7	7	7	7	35
	Doméstico						6	6	6	6	6	30
	Terciário						1	1	1	1	1	5
	Indústria						0	0	0	0	0	0
	Volume ano						1	3	5	7	9	25
	Doméstico						0	1	2	3	3	9
	Terciário						1	2	3	4	6	16
	Indústria						0	0	0	0	0	0
	Instalações de GN Infraestruturadas						6	6	6	6	6	30
	Conversão	6	9	3	15	5	6	6	6	6	6	30
	Reconversão	9	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rede	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ramais	7	9	1	12	3	3	3	3	3	3	15
Indicadores Operacionais:												
	Pontos Abastecimento Ano						7	7	7	7	7	35
	BP <	17	18	10	16	6	7	7	7	7	7	35
	BP >	17	18	10	16	6	7	7	7	7	7	35
	MP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rescisões						-2	-2	-2	-2	-2	-10
	BP <	-14	-14	-6	-16	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-10
	BP >	-15	-14	-6	-14	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-10
	MP	1	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
	MP	0	-1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
	Pontos Abastecimento Acumulados						807	812	818	823	828	828
	BP <	779	783	787	789	793	799	804	810	815	820	820
	BP >	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	MP	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pontos Abastecimento Médios						804	810	815	820	826	826
	BP <	779	781	785	788	791	796	802	807	812	818	818
	BP >	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	MP	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
	Consumo Médio						16,5	16,4	16,3	16,2	16,1	16,1
	BP <	45,0	42,6	36,5	45,6	16,5	16,5	16,4	16,3	16,2	16,1	16,1
	BP >	3,5	3,3	3,1	3,1	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
	MP	652,6	884,1	1.632,2	2.136,4	1.326,4	1.326,4	1.326,4	1.326,4	1.326,4	1.326,4	1.326,4
	Volume adicional						12	35	58	81	104	104
	BP <	14.086,6	16.330,7	13.451,2	33.447,7	33.447,7	19.329,1	19.329,1	19.329,1	19.329,1	19.329,1	19.329,1
	BP >						0	0	0	0	0	0
	MP						0	0	0	0	0	0
	Volume total						13.238	13.256	13.274	13.292	13.309	13.309
	BP <	35.440	33.679	28.953	36.296	13.222	2.627	2.645	2.663	2.680	2.698	2.698
	BP >	2.698	2.552	2.444	2.481	2.611	10.611	10.611	10.611	10.611	10.611	10.611
	MP	4.568	6.631	13.057	17.092	10.611	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	MP	28.173	24.496	13.451	16.724	16.724	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

SANTA COMBA DÃO	Unid	Real										PDIRD 2017-2021				
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021				

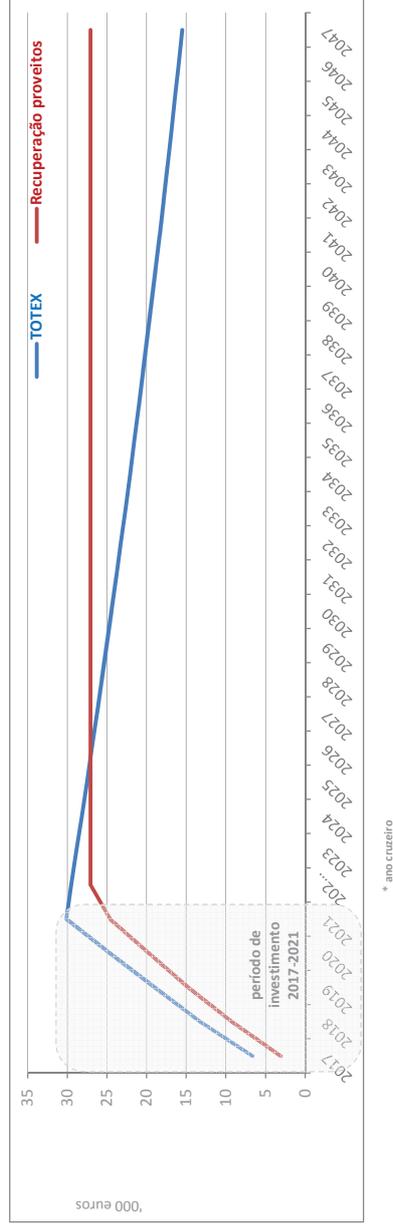
Metas de eficiência:	€	1.036	940	272	875	1.077	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017
Inv DN / Cliente	mts	5	22	0	0	7	6	6	6	6	6	6	6	6
Mts Rede Sec / Cliente	#	198,8	45,8	NA	NA	142,9	166,7	166,7	166,7	166,7	166,7	166,7	166,7	166,7
Clientes / km rede	#	2,43	2,00	10,00	1,33	2,00	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
Clientes / Ramal	€	66,5	14,7	0,0	0,0	55,2	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7
Custo unit RS (€/m)	€	427	333	331	436	374	474	474	474	474	474	474	474	474
Custo unit Ramal (€)	€	522	612	525	530	548	547	547	547	547	547	547	547	547
Custo unit infraestruturação (€)	€	736	637	525	530	548	547	547	547	547	547	547	547	547
Conversão	€	379	389	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reconversão	€	23	22	7	19	65	62	62	62	62	62	62	62	62
Investimento Novos PA/Mkwh	€													

Avaliação	m€	1	2	2	2	3	4
TOTEX (b)	m€	0	1	1	2	3	4
Proveito Recuperado (a)	m€	0	0	0	0	0	0
Margem tarifa	%	0	0	0	0	0	15%
$\Delta = (a) - (b)$	m€	0	-1	-1	-1	-1	-1
Acumulado	m€	0	0	0	0	0	0



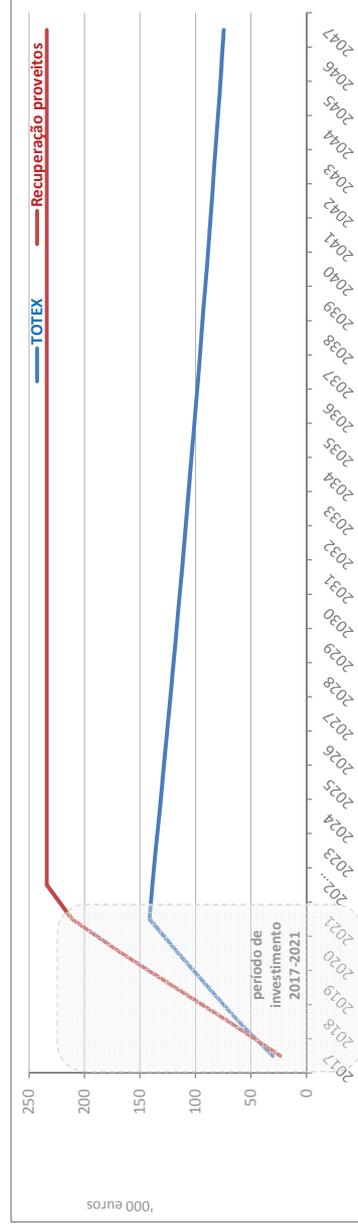
* ano cruzeiro

SEIA	Unid	Real					PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€	1.620	1.411	1.208	892	1.021	1.014	1.014	1.175	1.175	1.175	1.102
Mts Rede Sec / Cliente	mts	13	12	10	5	7	7	7	9	9	9	8
Clientes / km rede	#	75,9	83,3	104,7	204,8	142,9	145,6	145,6	116,5	116,5	116,5	128,2
Clientes / Ramal	#	1,80	2,00	1,76	2,70	2,68	2,73	2,73	2,18	2,18	2,18	2,40
Custo unit RS (€/m)	€	49,6	44,8	41,3	42,9	55,2	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5
Custo unit Ramal (€)	€	363	383	318	441	374	474	474	474	474	474	474
Custo unit infraestruturação (€)	€	751	660	615	487	538	540	540	540	540	540	540
Conversão	€	756	732	645	562	548	548	548	550	550	550	549
Reconversão	€	450	461	471	316	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	242	215	193	136	151	152	154	181	183	184	184
Avaliação												
TOTEX (b)	m€											2022
Proveito Recuperado (a)	m€	7	13	19	25	30	30	30	25	25	25	30
Margem tarifa	%	3	9	15	20	27	27	27	20	20	20	27
$\Delta = (a) - (b)$	%	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-5	-5	-6	-8%
Acumulado	m€	-4	-4	-8	-12	-17	-17	-17	-22	-22	-22	-25



Unid	Real										PDIRD 2017-2021	
	2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2017-2021
Investimento Desenvolvimento Negócio												
Rede	603	382	326	245	294	274	274	252	249	249	249	1.299
Ramais	329	200	109	79	114	94	94	82	82	82	82	433
Infraestruturação / clientes	68	45	42	43	40	48	47	43	43	43	43	225
<i>Conversão</i>	178	118	154	106	126	114	114	111	111	111	111	571
<i>Reconversão</i>	163	104	123	89	121	114	114	107	107	107	107	549
<i>Segmento Novo</i>	14	14	31	16	5	4	4	4	4	4	4	22
<i>Contadores / cadeias medida</i>	9	7	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Equipamento</i>	19	13	18	15	14	14	14	16	13	13	13	70
<i>Montagem</i>	7	4	8	6	6	6	6	9	6	6	6	33
	12	9	10	9	8	8	8	7	7	7	7	37
Agregados físicos do DNI:												
Clientes						270	270	258	257	257	257	1.312
Doméstico						263	263	250	250	250	250	1.276
Terciário						5	5	5	5	5	5	25
Indústria						2	2	3	2	2	2	11
<i>Volume ano</i>						79	237	412	586	740	740	2.054
Doméstico						34	101	166	229	292	292	821
Terciário						7	20	33	47	60	60	166
Indústria						39	116	213	310	388	388	1.067
Instalações de GN infraestruturadas						221	221	208	208	208	208	1.066
<i>Conversão</i>	273	211	253	191	235	208	208	195	195	195	1.001	
<i>Reconversão</i>	242	176	182	147	221	13	13	13	13	13	65	
<i>Rede</i>	31	35	71	44	14	2	2	2	2	2	9	
<i>Ramais</i>	6	3	2	1	2	2	2	2	2	2	9	
	183	129	115	104	108	101	100	91	91	91	474	
Indicadores Operacionais:												
Pontos Abastecimento Ano												
#	388	322	363	316	287	270	270	258	257	257	257	1.312
BP <	388	322	363	315	286	268	268	255	255	255	255	1.301
BP >	0	0	0	1	1	2	2	3	2	2	2	11
MP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões												
BP <	-173	-106	17	23	-27	-28	-28	-28	-29	-29	-29	-142
BP >	-173	-110	18	20	-27	-28	-28	-28	-29	-29	-29	-142
MP	0	4	-1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados												
#	12.407	12.623	13.003	13.341	13.601	13.843	14.085	14.315	14.543	14.770	14.770	14.770
BP <	12.355	12.567	12.948	13.283	13.542	13.782	14.022	14.249	14.475	14.700	14.700	14.700
BP >	49	53	52	54	55	57	59	62	64	66	66	66
MP	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Pontos Abastecimento Médios												
#	12.407	12.515	12.813	13.172	13.471	13.722	13.964	14.200	14.429	14.656	14.656	14.656
BP <	12.355	12.461	12.758	13.116	13.412	13.662	13.902	14.135	14.362	14.587	14.587	14.587
BP >	49	51	53	53	55	56	58	61	63	65	65	65
MP	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Consumo Médio												
MWh /Pa	11,8	12,9	12,3	11,8	13,8	13,6	13,5	13,4	13,3	13,2	13,2	13,2
BP <	3,5	3,6	3,3	3,2	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
BP >	465,3	492,8	434,6	418,1	452,7	452,7	452,7	452,7	452,7	452,7	452,7	452,7
MP	26.443,9	30.601,4	30.697,0	25.882,2	28.406,2	28.406,2	28.406,2	28.406,2	28.406,2	28.406,2	28.406,2	28.406,2
Volume adicional												
MWh						922	2.765	4.812	6.836	8.634	8.634	8.634
BP <	469	469	1.407	2.322	3.215	4.107	4.107	4.107	4.107	4.107	4.107	4.107
BP >	453	453	1.358	2.490	3.622	4.527	4.527	4.527	4.527	4.527	4.527	4.527
MP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volume total												
MWh	145.833	161.320	157.358	155.220	185.240	186.793	188.539	190.487	192.410	194.106	194.106	194.106
BP <	43.700	44.385	42.451	42.476	46.944	47.817	48.658	49.474	50.266	51.056	51.056	51.056
BP >	22.801	25.131	22.815	22.157	24.672	25.351	26.257	27.388	28.520	29.426	29.426	29.426
MP	79.332	91.804	92.091	90.588	113.625	113.625	113.625	113.625	113.625	113.625	113.625	113.625

VISEU	Unid	Real					PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€	1.555	1.187	899	776	1.026	1.015	1.014	977	970	970	990
Mts Rede Sec / Cliente	mts	15	10	6	4	7	7	7	6	6	6	7
Cientes / km rede	#	68,5	97,0	171,1	227,9	139,1	141,7	141,7	155,9	155,3	155,3	149,5
Cientes / Ramal	#	2,12	2,50	3,16	3,04	2,66	2,67	2,70	2,84	2,82	2,82	2,77
Custo unit RS (€/m)	€	58,1	60,3	51,4	56,9	55,2	49,4	49,4	49,4	49,4	49,4	49,4
Custo unit Ramal (€)	€	370	350	367	411	374	474	474	474	474	474	474
Custo unit infraestruturação (€)	€	651	589	610	553	535	536	536	535	535	535	535
Conversão	€	675	589	676	608	548	548	548	548	548	548	548
Reconversão	€	458	403	443	368	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	132	92	73	66	75	75	75	73	73	73	73
Avaliação												
TOTEX (b)	m€											2022
Proveito Recuperado (a)	m€											139
Margem tarifa	%											234
$\Delta = (a) - (b)$	m€											68%
Acumulado	m€											95
												248



* ano cruzado