

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 – Megawatt hora

B. Sumário executivo e enquadramento

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

O plano de investimento reflete as orientações estratégicas que a Dianagás 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 Dianagás 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 Licenciada;
- ✓ 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 Dianagás 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 (Dianagás, Duriensegás, Medigás e Paxgás).

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	2.194	89%	1.396	83%	-799	-36%
Outros investimentos em infraestrutura	250	10%	160	9%	-90	-36%
Outros investimentos	32	1%	133	8%	101	313%
Total	2.476	100%	1.689	100%	-788	-32%

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 Dianagás desenvolve a sua atividade de distribuição de GN de acordo com as Licenças de Concessão atribuída pelo Estado Português.

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

Integram-se no objeto da licença:

- ✓ 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 comparticipação 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 Dianagás 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**.

PDIRD-GN 2017-2021

O ORD deve, ainda, **manter**, durante o prazo de vigência da licença, 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 na licença de exploração, e em dar continuidade ao projeto de gaseificação da área da concessão da Dianagás 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 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 mais reduzido.

Esta orientação, norteadas 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 em 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 recetoras 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 Dianagás, em termos gerais, após uma tendência acentuada de desaceleração verificada no período de 2009-2015, caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os **338 m€** para o período 2017-2021, substancialmente inferior ao valor registado em 2009 de **1,5 M€**.

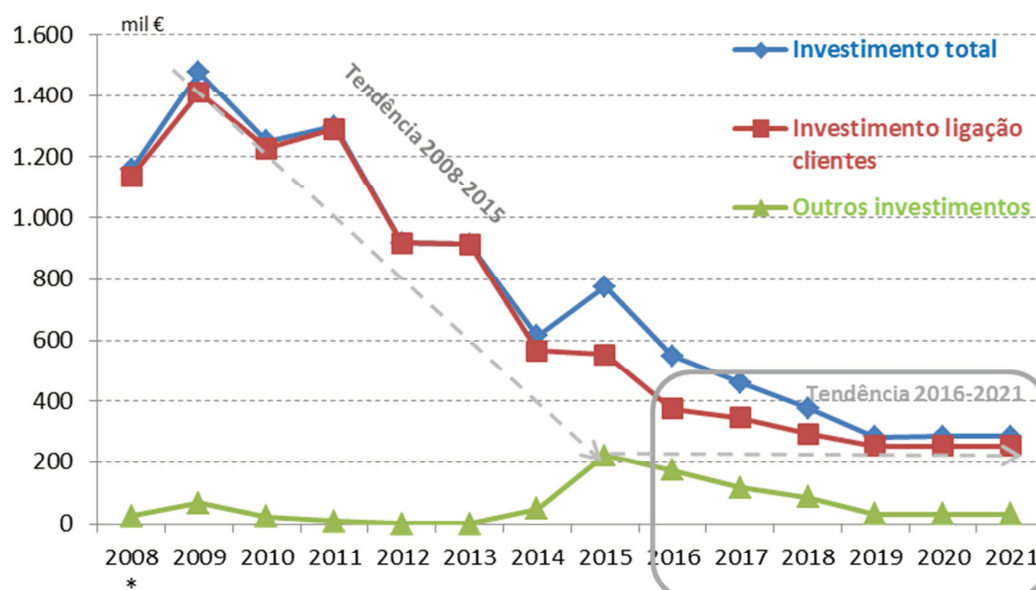
O valor proposto de investimento anual é menor que a redução anual do RAB, no valor da amortização do ativo, pelo que não permite a reposição do valor do ativo remunerado e desde logo **induz uma redução da tarifa de acesso às redes de distribuição.**

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 Dianagás para as freguesias já gaseificadas ou próximas 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.

PDIRD-GN 2017-2021

Gráfico 1



* início do novo enquadramento legislativo ("unbundling")

As prioridades definidas, motivadas pela racionalidade económica e a prudência face à incerteza da evolução do enquadramento regulatório dos investimentos, condicionaram a expansão tanto nas próprias freguesias já dotadas de infraestruturas de distribuição como para novas freguesias incluídas nas áreas de influência da empresa.

C. Caracterização das infraestruturas de distribuição de Gás Natural

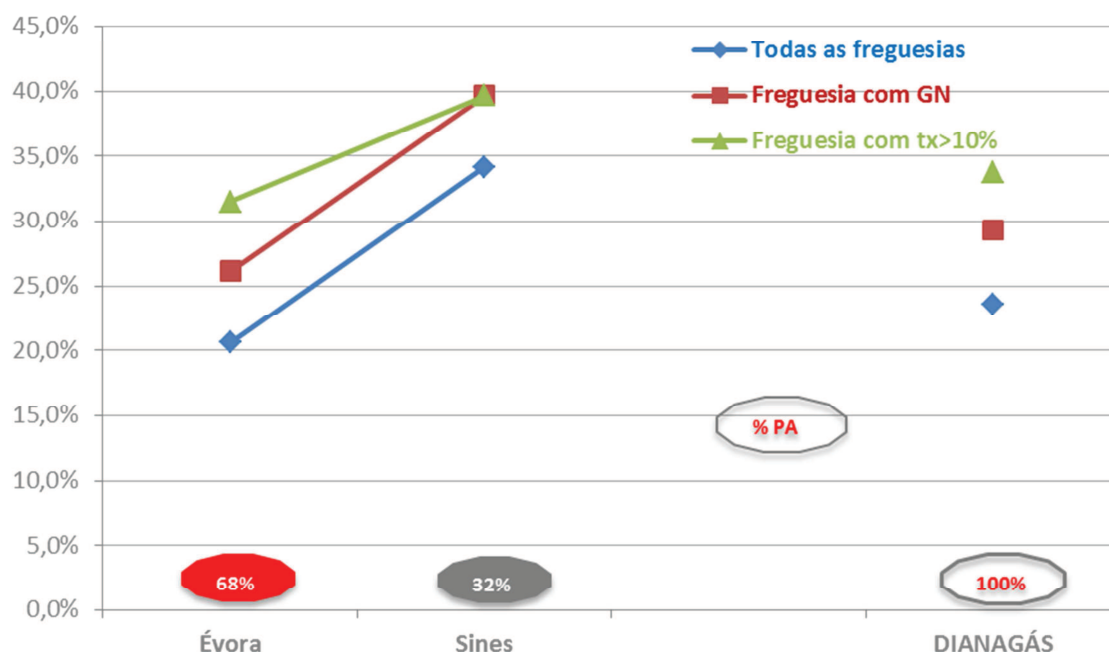
❖ **Em termos de área geográfica**

A área de intervenção da Dianagás abrange **2** concelhos, Évora e Sines.

➤ **Cobertura geográfica**

O gráfico 2 reflete o nível de cobertura dos 2 concelhos da área geográfica de atuação da Dianagás e o peso de cada concelho em termos de PA ligados da empresa.

Gráfico 2



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”).

² Fonte: INE – Censos 2011

PDIRD-GN 2017-2021

- ✓ 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 os concelhos têm 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 ou a uma UAG em cada concelho (dados de 2015).

Quadro 2

Dianagás	RP kms	PRM #	UAG #	RS kms	Ramais #	Pontos de Abastecimento ativos #	Pontos de ligação à RNTGN ou UAG
Évora	0	-	1	142	4.387	6.383	UAG
Sines	0	2	-	42	1.444	2.995	GRMS 12809 / 12619
Total	0	2	1	184	5.831	9.378	

RP: Rede de Distribuição Primária (MP)

RS: Rede de Distribuição Secundária (BP)

❖ 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 Dianagás:

Custos totais (€) *	Tarifas AG ** 2014-2015	Tarifas AG ** 2015-2016	Tarifas AG ** 2016-2017
TOTEX / MWh	34,54	31,91	30,56
TOTEX / PA	309,60	301,86	284,05

* TOTEX = CAPEX + OPEX

** Ano Gás

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

PDIRD-GN 2017-2021

➤ 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	918	913	566	552	375
Investimentos em infraestruturas existentes	0	0	39	202	70
Outros investimentos	0	0	9	20	103
Total	918	913	614	774	548

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.

Quadro 4

Investimento em Desenvolvimento Negócio (m€)	2012	2013	2014	2015	2016
Rede Secundária	230	244	304	248	141
Ramais	110	97	57	104	90
Conversões e reconversões	535	536	183	186	129
Contadores / cadeias medida	42	36	22	15	14
Total	918	913	566	552	375
Novos clientes de GN (#)	859	894	398	373	276
Conversões e reconversões (#)	787	811	308	322	243
Rede Secundária (kms)	7	8	8	5	3
Ramais (#)	534	544	208	271	241

Quadro 5

Investimentos em infraestruturas existentes (m€)	2012	2013	2014	2015	2016
Rede Primária (outos: PRM, Servidões, ...)	0	0	39	0	0
UAG	0	0	0	144	0
RS - Anelagens e reestruturação	0	0	0	58	50
Rede Secundária - Outros	0	0	0	0	20
Total	0	0	39	202	70

Quadro 6

Investimento em outras atividades (m€)	2012	2013	2014	2015	2016
Renovação contadores / redutores	0	0	4	0	9
Sistemas Informação	0	0	5	9	63
Edifícios e construções	0	0	0	0	10
Proj. Cadastro	0	0	0	0	3
Equipamento técnico	0	0	0	1	4
Outros	0	0	0	10	14
Total	0	0	9	20	103

⁶ Os valores de 2016 são previsionais

PDIRD-GN 2017-2021

➤ Consumidores ligados

O quadro 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	7.655	8.480	8.803	9.104	9.355
Terciário	202	187	220	240	244
Indústria	30	36	34	34	36
Total	7.887	8.703	9.057	9.378	9.635

Quadro 8

Pontos de Abastecimento (PA) por nível de pressão	2012	2013	2014	2015	2016
BP<	7.857	8.667	9.023	9.344	9.599
BP>	29	35	32	33	35
MP	1	1	2	1	1
AP	-	-	-	-	-
Total	7.887	8.703	9.057	9.378	9.635

➤ Quantidades de gás distribuídas

Quadro 9

Volumes veiculados por nível de pressão (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016
BP<	23	23	23	25	26
BP>	22	27	33	36	36
MP	6	6	10	19	18
AP	-	-	-	-	-
Total	51	56	66	79	80

➤ Consumos médios por nível de pressão

Quadro 10

Consumo médio por nível de pressão (MWh/PA)	2012	2013	2014	2015	2016
BP<	2,91	2,83	2,62	2,67	2,80
BP>	760,7	849,9	983,7	1.097,1	922,9
MP	5.983,2	5.776,4	6.707,6	12.493,2	18.305,1
AP	-	-	-	-	-
Total	6,5	6,8	7,5	8,6	8,4

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

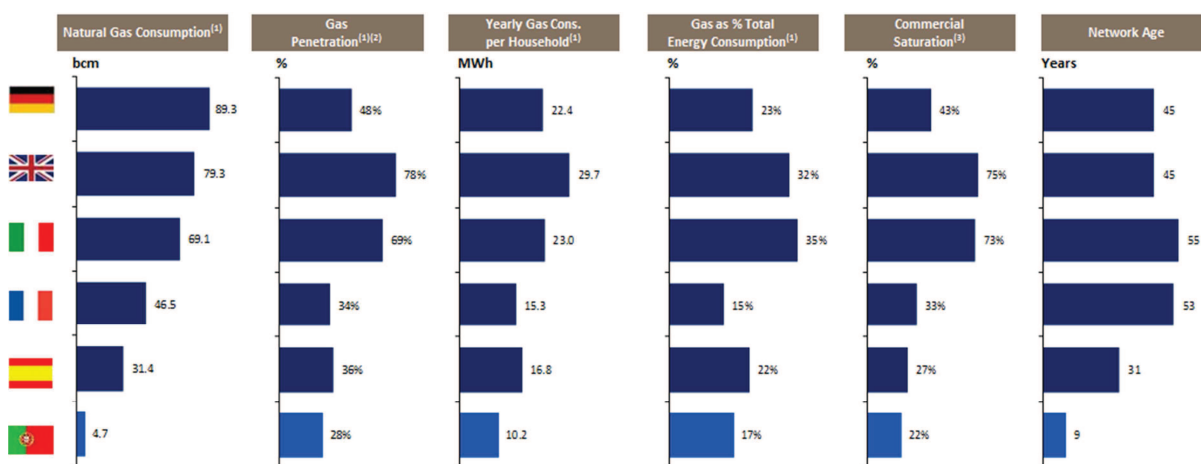
D. Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica

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

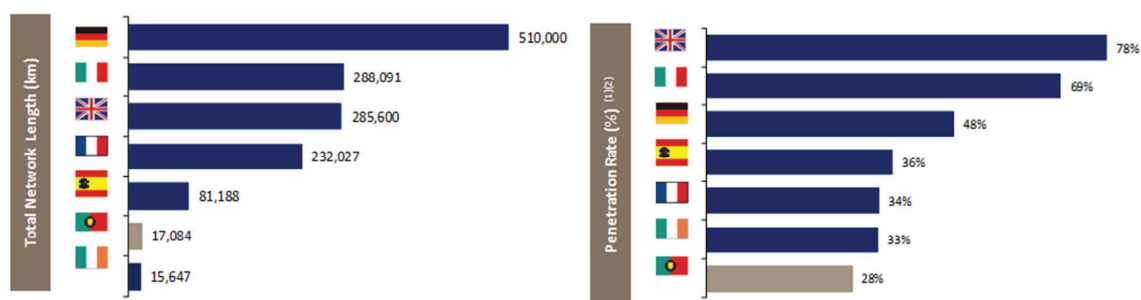


Source: Gas Matters, the Economist Intelligence Unit, The Boston Consulting Group, Eurostat yearly statistics, Eurelectric
 (1) Source: Eurogas Statistical report 2014.
 (2) Calculated as number of natural gas customers/(number of households + number of SMEs).
 (3) Calculated as gas customers over electricity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



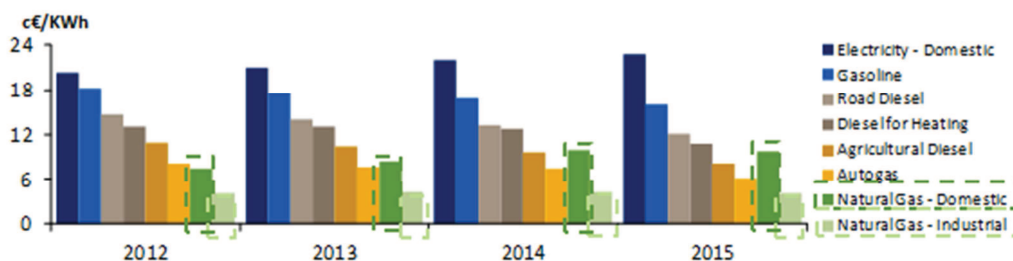
- (1) Source: Eurogas Statistical report 2014.
- (2) Calculated as number of natural gas consumers/(number of householders + number of SME). Source for households and SMEs : Eurostat.

D.2. Enquadramento do GN na economia Portuguesa

Vantagens competitivas e ambientais⁷:

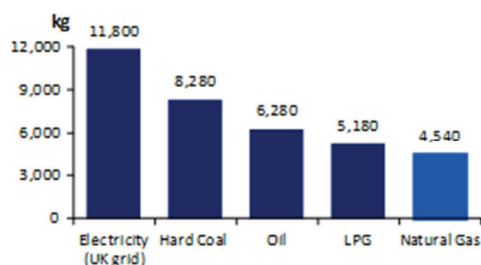
- O preço mantém as condições competitivas do GN face às alternativas energéticas, sobretudo para o setor industrial.

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.

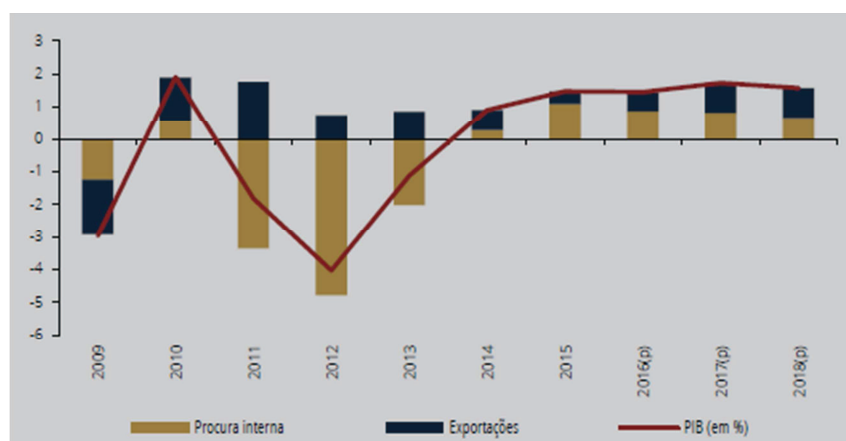
D.3. Perspetiva da evolução da economia Portuguesa

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

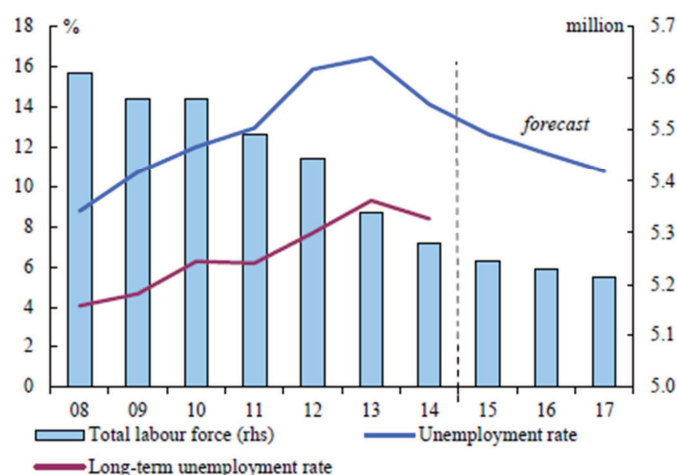
Fontes: INE e Banco de Portugal.

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.

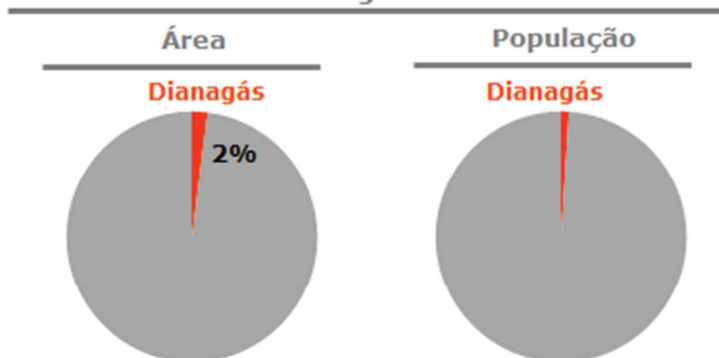
Para 2017 e 2018 as projeções apontam para uma melhoria com crescimento médio anual na ordem dos 4,5% conforme ilustrado no quadro 11.

D.4. Contexto regional da empresa

A área licenciada abrange **2** concelhos e numa área de 1.500 km², e possui uma população de cerca de 110 mil habitantes, que representa, respetivamente, **2%** do território nacional e **1%** 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 >67% 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

Prevêem-se verbas para concluir o programa previsto de “anelagens e reestruturações”, que consistem na construção de rede para interligar troços de já construídos, por forma a ganhar redundância e fiabilidade de abastecimento.

Será realizada a requalificação da bacia de retenção da UAG de Évora, que apresenta já sinais de alguma degradação, resultante dos anos de serviço e necessita de ser completamente impermeabilizada.

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 Dianagás levará a cabo um programa de marcação física de válvulas e ramais que facilite a respetiva identificação em situações de operação corrente ou de emergência.

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

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

considerando os perfis unitários de consumo por nível de pressão de cada região (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<	9.344	9.599	254	220	195	195	195	1.059
BP>	33	35	2	2	2	2	2	10
MP	1	1	-	-	-	-	-	-
AP	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	9.378	9.635	256	222	197	197	197	1.069

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

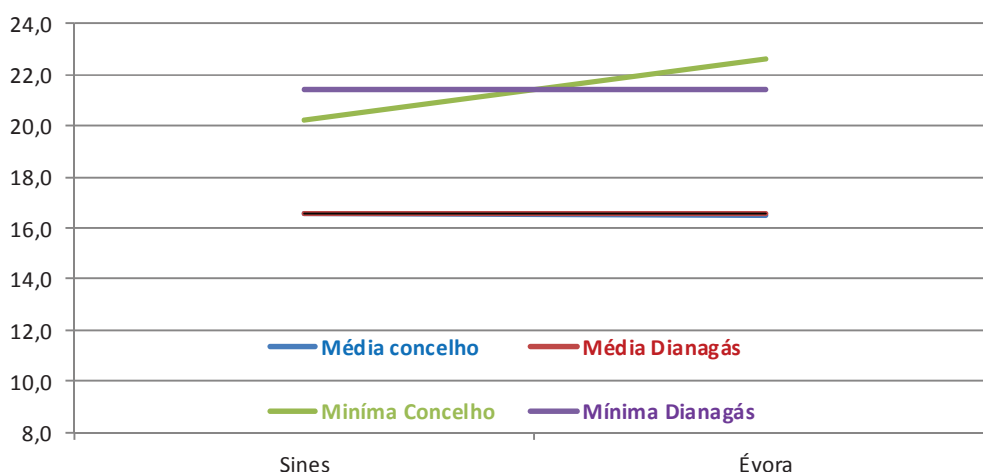
❖ **Pressupostos**

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 impacte 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

Quadro 13

	Saída de PA					Total
	2017	2018	2019	2020	2021	
BP<	20	20	20	21	21	102
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
AP	-	-	-	-	-	-
Total	20	20	20	21	21	102

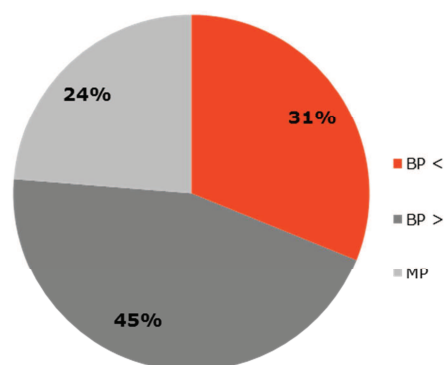
A projeção por cada concelho é apresentada nas fichas individuais em anexo.

➤ **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 da Dianagás por nível de pressão.

Gráfico 10



PDIRD-GN 2017-2021

- ✓ 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).

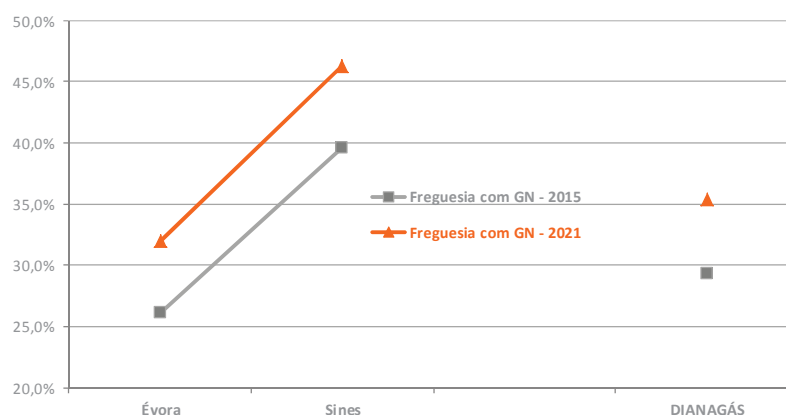
A distribuição regional das taxas de penetração em 2015 é a seguinte:

Quadro 14

	Évora	Sines	DIANAGÁS
Freguesia com GN - 2015	26,1%	39,6%	29,3%
Freguesia com GN - 2021	32,0%	46,3%	35,4%
Peso no total de PA's	67,9%	32,1%	100,0%

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

Gráfico 11



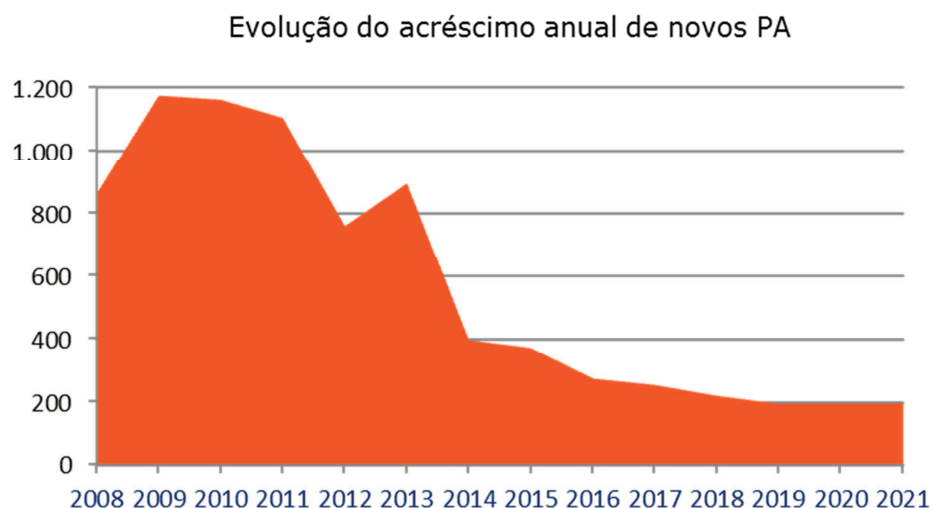
- ✓ Novas entradas de consumo que resultam de novas ligações decorrentes do esforço de expansão e saturação das redes de distribuição dos ORDs na execução dos seus planos de investimento considerados no PDIRD 2017-2021 (conforme descrito no capítulo C).

A projeção de novos pontos de abastecimento e consequentemente a evolução dos consumos reflete o estado de desenvolvimento do projeto de

PDIRD-GN 2017-2021

expansão de infraestruturas. O gráfico 12 reflete o notório abrandamento do esforço de investimento em ligação de novos pontos de abastecimento.

Gráfico 12



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

Quadro 15

	consumo médio (MWh/PA)					consumo médio (MWh/PA)				
	2012 R	2013 R	2014 R	2015 R	2016 P	2017	2018	2019	2020	2021
BP<	2,9	2,8	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
BP>	760,7	849,9	983,7	1.097,1	922,9	922,9	922,9	922,9	922,9	922,9
MP	5.983,2	5.776,4	6.707,6	12.493,2	18.305,1	7.740,2	7.740,2	7.740,2	7.740,2	7.740,2
AP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	6,5	6,8	7,5	8,6	8,4	8,5	8,5	8,5	8,6	8,7

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 de Évora e Sines,

PDIRD-GN 2017-2021

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.

Quadro 16

	Fornecimento de GN (GWh)					Fornecimento de GN (GWh)				
	2012 R	2013 R	2014 R	2015 R	2016 P	2017	2018	2019	2020	2021
BP<	22,8	23,4	23,2	24,5	25,6	26,2	26,8	27,3	27,8	28,3
BP>	22,1	27,2	33,0	35,7	35,9	37,9	39,6	41,2	42,9	44,5
MP	6,0	5,8	10,1	18,7	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
AP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	50,9	56,4	66,2	78,9	79,7	82,5	84,7	86,9	89,0	91,1

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:

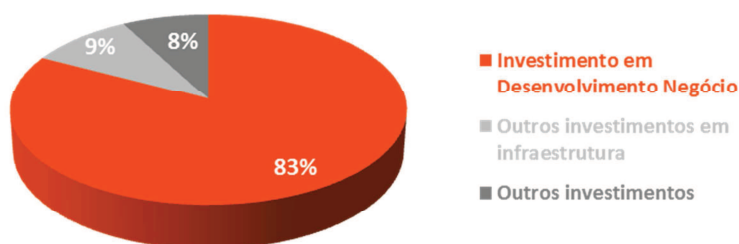
- ✓ Investimento em Desenvolvimento de Negócio (DN) - Ligação de novos Pontos de Abastecimento (PA).
- ✓ Investimento em infraestruturas existentes ou outras infraestruturas.
- ✓ Investimento em outras atividades.

Quadro 17

Investimento	Unidade	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Investimento DN - Ligação de clientes	m€	344	292	253	253	253	1.396
Outros investimentos em infraestrutura	m€	81	61	6	6	6	160
Outros investimentos	m€	35	24	24	25	25	133
Total	m€	461	376	283	285	284	1.689

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

Gráfico 13



PDIRD-GN 2017-2021

(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 **1.069** novos pontos de consumo com a construção de **12** quilómetros rede de distribuição e **894** ramais nos **2** concelhos da área licenciada da Dianagás durante o quinquénio 2017-2021.

Quadro 17

Investimento DN - Ligação clientes	Unidade	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Rede Secundária	m€	130	110	95	95	95	525
Ramais	m€	83	70	61	61	61	334
Infraestruturação / clientes	m€	119	101	87	87	87	481
Conversão	m€	114	97	84	84	84	463
Reconversão	m€	5	4	3	3	3	19
Contadores / cadeias medida	m€	13	11	10	10	10	55
Total	m€	344	292	253	253	253	1.396
Agregados operacionais							
Novos clientes de GN	#	256	222	197	197	197	1.069
Rede Secundária (kms)	km	3	3	2	2	2	12
Ramais (#)	#	221	187	162	162	162	894
Infraestruturação / clientes	#	223	189	164	164	164	904
Conversão	#	209	177	154	154	154	848
Reconversão	#	14	12	10	10	10	56
Métricas operacionais							
Inv DN / Cliente	€ / PA	1.345	1.314	1.286	1.286	1.286	1.306
Rede / Cliente	metros / PA	12	11	11	11	11	11
Clientes / km rede	PA / km	86	88	90	90	90	89
Clientes / Ramal	PA	1,16	1,19	1,22	1,22	1,22	1,20
Custos unitários							
Rede	€ / metro	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5
Ramal	€	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0
Infraestruturação	€	532,6	532,3	532,8	532,8	532,8	532,6
Conversão	€	545,6	545,5	545,5	545,5	545,5	545,5
Reconversão	€	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

PDIRD-GN 2017-2021

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	32	31	37	50	43	43	43	43	43	43
Ramal	€	207	179	276	386	374	374	374	374	374	374

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 €.

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

(ii) Investimento em infraestruturas existentes de distribuição:

O investimento em infraestruturas existentes refere-se sobretudo a anelagens e reestruturação.

Quadro 19

Outros investimentos em infraestruturas	Unidade	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
UAG	m€	20	0	0	0	0	20
RS - Anelagens e Reestruturação	m€	45	45	0	0	0	90
Rede Secundária - Outros	m€	16	16	6	6	6	50
Total	m€	81	61	6	6	6	160

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

(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.

Em termos agregados os valores de investimento são apresentados no quadro 20.

PDIRD-GN 2017-2021

Quadro 20

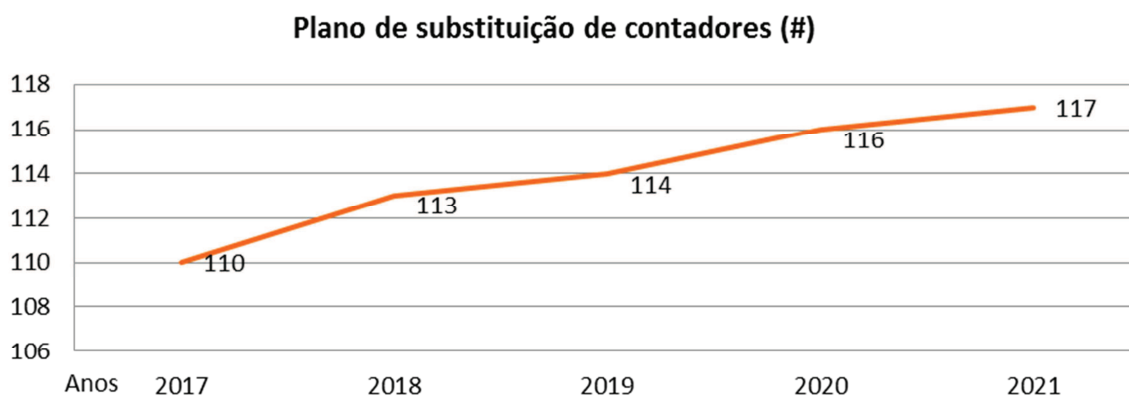
Investimento em outras atividades (m€)	Unidade	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Renovação contadores	m€	5	5	5	6	6	26
Edifícios e construções	m€	10	10	10	10	10	50
Proj. Cadastro	m€	3	3	3	3	3	15
Equipamento técnico	m€	4	4	4	4	4	20
Outros	m€	14	2	2	2	2	22
Total	m€	35	24	24	25	25	133

Verifica-se que **20%** do valor do investimento desta tipologia deve-se ao projeto de renovação de contadores. Esta realidade justifica-se pela manutenção do parque de contadores instalados, que garante a fiabilidade do sistema de medição.

Esta realidade, ainda não expressiva na Dianagás, por se tratar de um ORD recente, 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.**

Gráfico 14



PDIRD-GN 2017-2021

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.

A necessidade de substituição dos contadores decorre do seu estado de conservação e de funcionamento em caso de anomalias detetadas.

Por idade o contador é substituído entre 17 e 20 anos.

	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Quantidade de contadores	110	113	114	116	117	570
Valor total (m€)	5	5	5	6	6	26
Valor médio unitário (€)	45	41	41	54	49	46

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 impacto 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.

No âmbito dos ORDs do Grupo Galp 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**

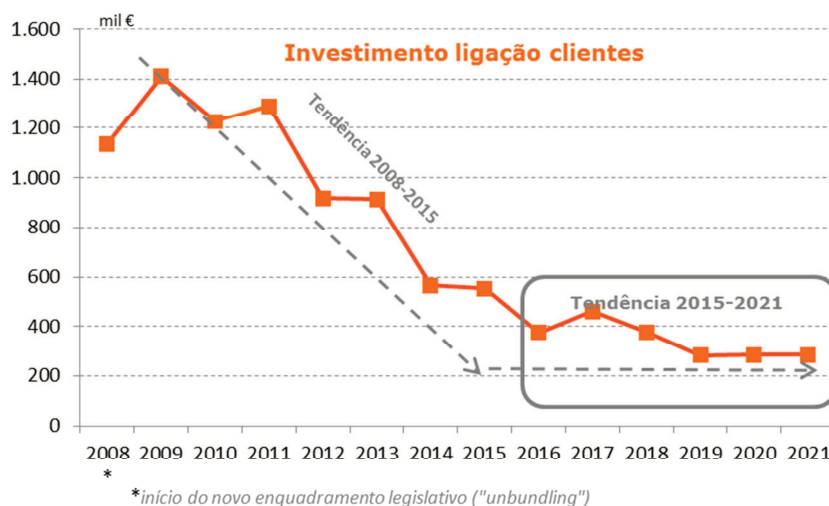
- ✓ Considerando a característica dos investimentos orientados para a saturação das áreas já dotadas de infraestruturas, o investimento previsto permitirá a rentabilização dos investimentos estruturantes de ligação aos pontos de entregue do Operador de Rede de Transporte ou UAG's e das redes de distribuição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

PDIRD-GN 2017-2021

- ✓ 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, infraestruturização 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 15, 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 15



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 técnicas, 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.

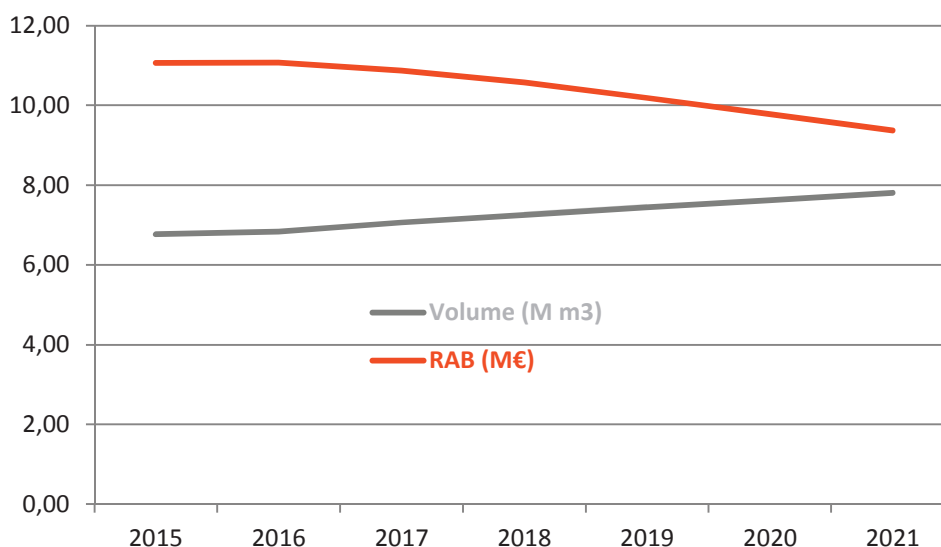
A evolução desacelerada do investimento traduz-se num investimento médio anual para o período do PDIRD 2017-2021 inferior ao montante anual das amortizações da empresa o que se traduz numa redução do RAB¹⁷ e logo do montante remunerado pelas tarifas de acesso à rede de distribuição. **A redução do RAB 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 16



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

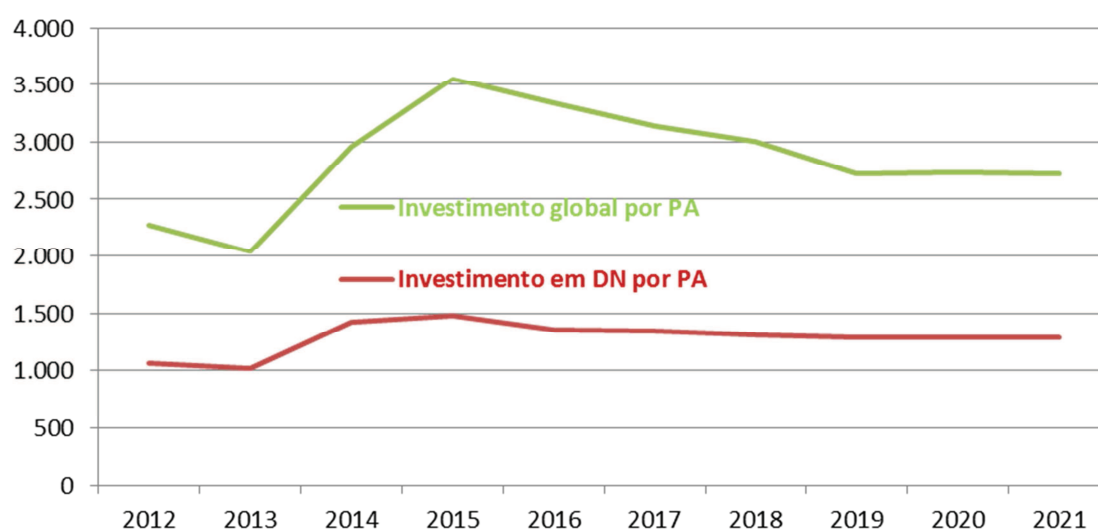
G.4.1. Apreciação global do plano de investimento

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 17



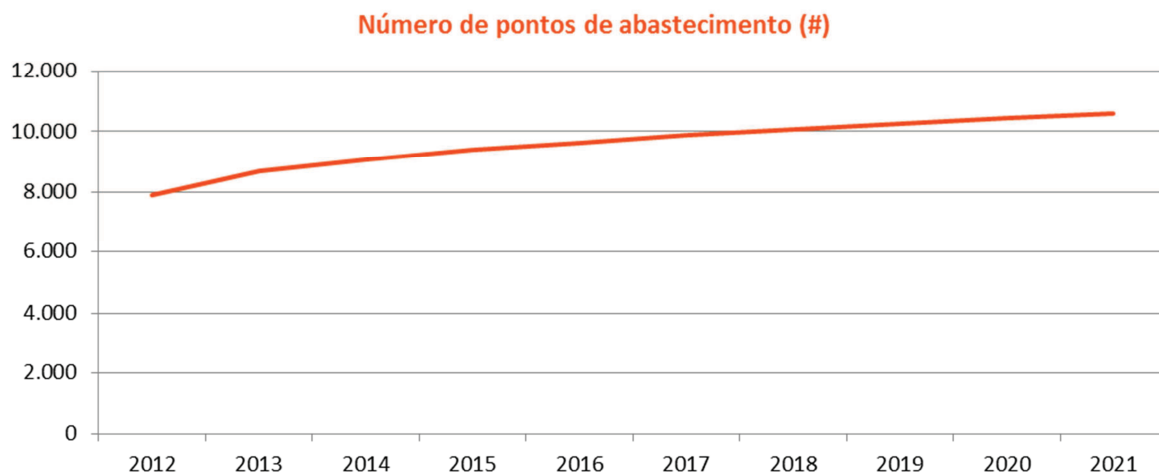
Apesar da redução do investimento em ligações de novos PA's, o custo unitário do investimento global mantém alguma estabilidade e com valores controlados.

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

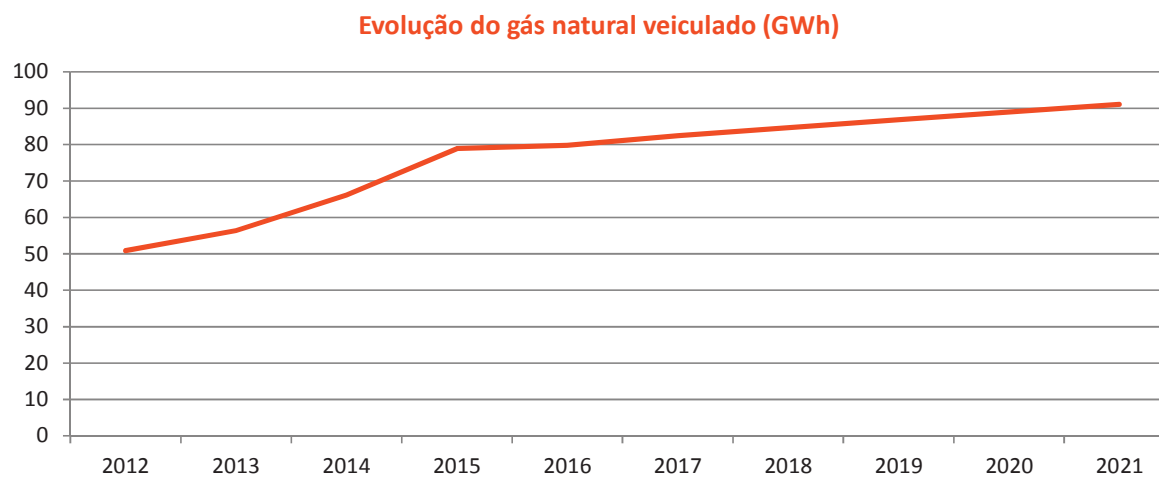
❖ Evolução do número de pontos de abastecimento ligados à rede de GN

Gráfico 18



❖ Evolução do gás natural veiculado (GWh)

Gráfico 19

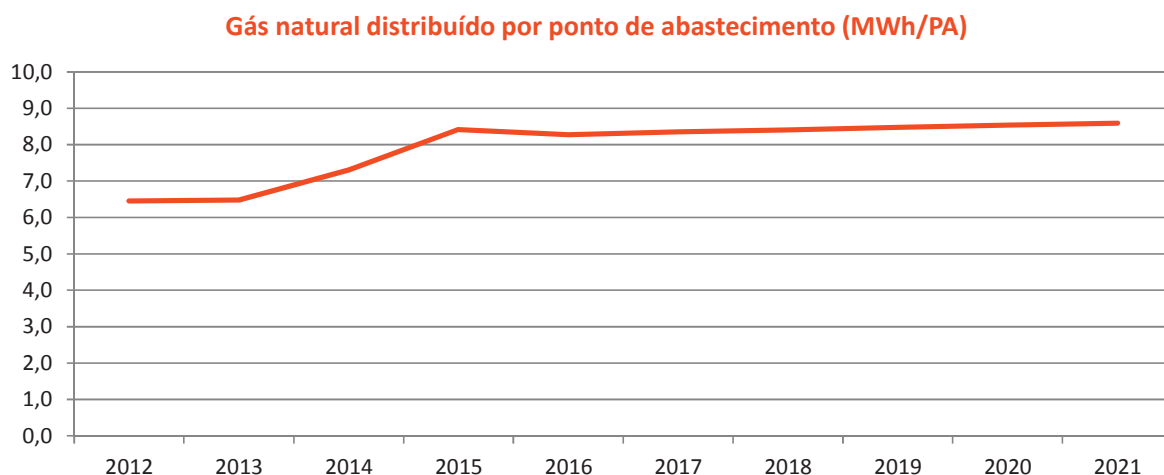


PDIRD-GN 2017-2021

❖ 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.

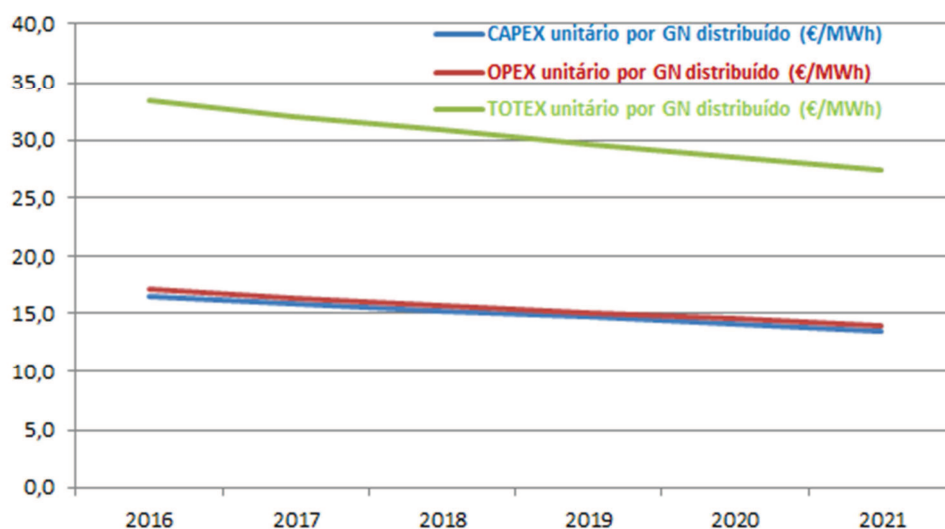
Gráfico 20



❖ 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 21

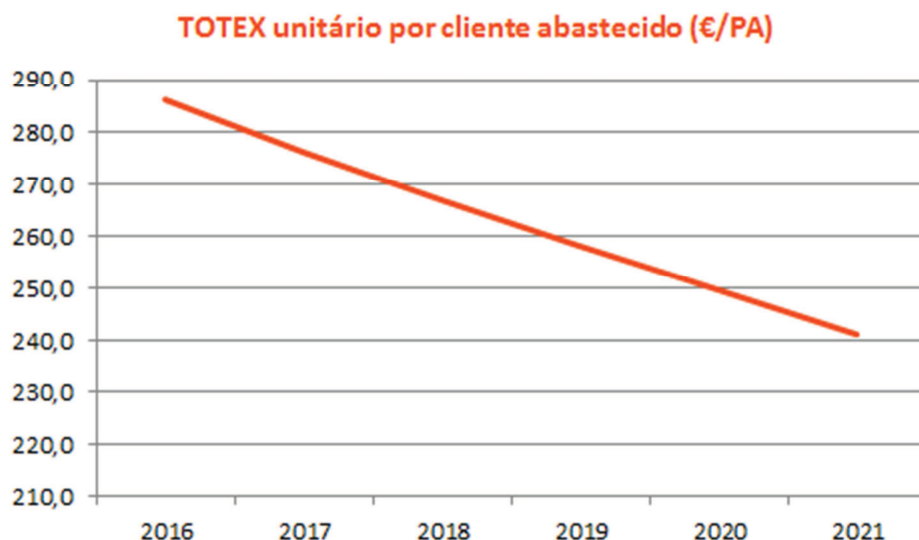


PDIRD-GN 2017-2021

❖ 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 22



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.

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

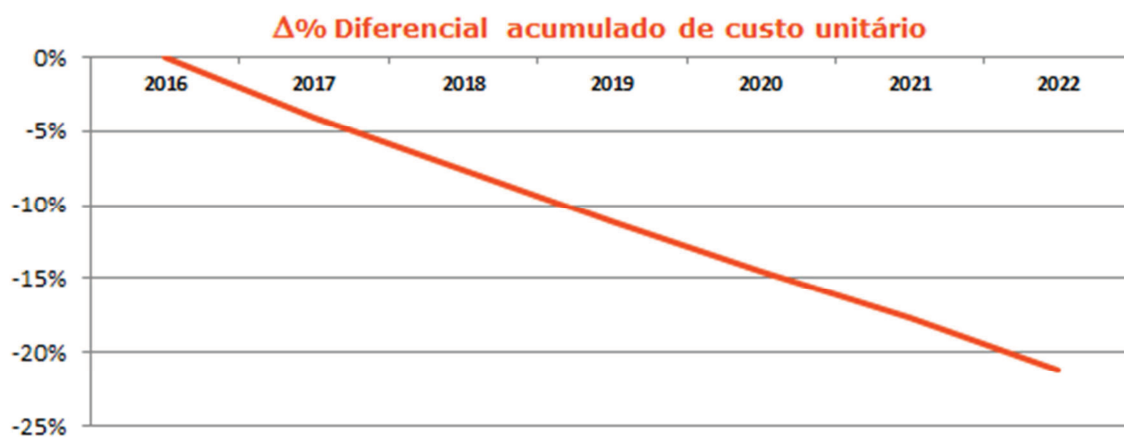
PDIRD-GN 2017-2021

Quadro 21

	2016
RAB (m€)	11.073
Taxa de remuneração do ativo	6,20%
Amortizações do exercício (m€)	618
CAPEX (m€)	1.305
OPEX (m€)	1.360
TOTEX (m€)	2.665
Volume (MWh)	79.745
TOTEX / MWh	33,42 €

O gráfico 23 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 23



PDIRD-GN 2017-2021

Em 2022¹⁹ o custo unitário é de **26,32 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 7,10€ (-21,24%) face ao valor de partida de **33,42 €/MWh** do ano de 2016.

Quadro 22

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
RAB (m€)	11.073	10.875	10.581	10.186	9.782	9.369	8.676
Taxa de remuneração do ativo	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%
Amortizações do exercício (m€)	618	627	634	640	647	653	652
CAPEX (m€)	1.305	1.301	1.290	1.272	1.253	1.234	1.190
OPEX (m€)	1.360	1.341	1.325	1.307	1.289	1.272	1.241
TOTEX (m€)	2.665	2.642	2.615	2.579	2.542	2.505	2.431
Volume (MWh)	79.745	82.456	84.700	86.861	88.988	91.113	92.360
TOTEX / MWh	33,42 €	32,04 €	30,87 €	29,69 €	28,57 €	27,49 €	26,32 €
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	- € -	1,37 € -	1,17 € -	1,18 € -	1,12 € -	1,07 € -	1,17 € -
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-4,11%	-3,65%	-3,83%	-3,78%	-3,76%	-4,27%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	1,37 € -	2,54 € -	3,73 € -	4,85 € -	5,92 € -	7,10 € -
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-4,11%	-7,61%	-11,15%	-14,51%	-17,72%	-21,24%

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 9,79%** no ano cruzeiro, o que representa uma **redução de 3,27€ por MWh** de gás distribuído.

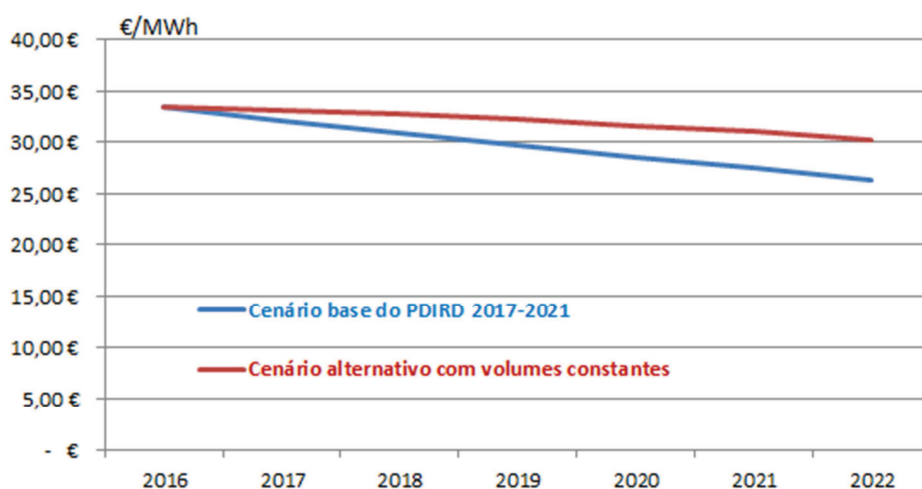
Quadro 23

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
RAB (m€)	11.073	10.875	10.581	10.186	9.782	9.369	8.676
Taxa de remuneração do ativo	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%
Amortizações do exercício (m€)	618	627	634	640	647	653	652
CAPEX (m€)	1.305	1.301	1.290	1.272	1.253	1.234	1.190
OPEX (m€)	1.360	1.334	1.313	1.291	1.268	1.247	1.214
TOTEX (m€)	2.665	2.635	2.603	2.562	2.521	2.480	2.404
Volume (MWh)	79.745	79.745	79.745	79.745	79.745	79.745	79.745
TOTEX / MWh	33,42 €	33,05 €	32,64 €	32,13 €	31,62 €	31,10 €	30,14 €
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	- € -	0,37 € -	0,40 € -	0,51 € -	0,51 € -	0,52 € -	0,96 € -
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-1,10%	-1,22%	-1,57%	-1,60%	-1,64%	-3,08%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,37 € -	0,77 € -	1,28 € -	1,80 € -	2,32 € -	3,27 € -
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-1,10%	-2,31%	-3,84%	-5,38%	-6,93%	-9,79%

O gráfico 24 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.

¹⁹ Ano cruzeiro

Gráfico 24



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

Neste ponto apenas foi considerado, para efeito de avaliação dos impactos na tarifa, o investimento em ligação de novos pontos de abastecimento, dado por o restante investimento de conformidade (**293 mil euros**, ou seja **17%** 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, de valor pouco significativo, não impactam na tarifa nacional pela via dos indutores dos OPEX.

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%
- Deflator do PIB (s-1): 2017: 1,4%; 2018 e seguintes: 1,6%;
- Parâmetros:
 - Termo Variável - indutor PA: 0,0640690
 - Eficiência: 4,0%
 - Termo variável - indutor volume: 0,0024270
 - Eficiência: 3,0%

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

PDIRD-GN 2017-2021

(a) Avaliação Global²¹

▪ Novos pontos de consumo por nível de pressão

Quadro 24

	Acréscimo de novos PA					Total
	2017	2018	2019	2020	2021	
BP<	254	220	195	195	195	1.059
BP>	2	2	2	2	2	10
MP	0	0	0	0	0	0
AP	-	-	-	-	-	-
Total	256	222	197	197	197	1.069

▪ 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<	0,3	1,0	1,6	2,1	2,6	2,9
BP>	0,8	2,5	4,1	5,8	7,4	8,3
MP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AP	-	-	-	-	-	-
Total	1,2	3,5	5,7	7,9	10,1	11,1

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

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>).

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

²² 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

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 **11 GWh** no ano cruzeiro.

▪ **Custos e benefícios do investimento para o sistema**

- Acréscimo de volume: **+ 11 GWh/ano**, em ano cruzeiro²³
- Acréscimo de pontos de abastecimento (PA): **+ 1.069** (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 **96 mil euros**²⁵.

• Custos Fixos

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

- Custos Variáveis - Indutor Ponto de abastecimento: **68 mil euros/ano**²⁶

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

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

PDIRD-GN 2017-2021

Quadro 26

	Pontos de Abastecimento
BP<	1.059
BP>	10
MP	0
Total PA	1.069
mil € / indutor	0,064069
Custo (mil €)	68

- Custos Variáveis - Indutor Energia: **27 mil euros/ano**²⁷

Quadro 27

	Volume (GWh) ano cruzeiro
BP<	3
BP>	8
MP	0
Total (GWh)	11
mil € / indutor	0,002427
Custo (mil €)	27

(i₂) Custo com Capital (CAPEX)

Do investimento total para o quinquénio 2017-2021, **1,4 M€** 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 **25 mil euros** de investimento de aquisição de contadores para ligar os 1.069 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 **120 mil euros**.

Considerando a vida útil média dos ativos de 37 anos temos uma redução anual do RAB de cerca de **37 mil euros** o que implica uma redução de **2,3 mil euros** por ano no Custo de Capital, considerando inalterada a taxa atual de remuneração fixada em **6,2%**²⁸. Ou seja, o cálculo agora apresentado **representa o pico anual dos Proveitos Permitidos**, sendo que o mecanismo de remuneração aplicado pela ERSE conduz

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

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)

PDIRD-GN 2017-2021

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 €) (1)	Taxa Remuneração (2)	vida útil média (anos) (3)	Amortização Exercício (mil €) (4) = (1) / (3)	Custo com Capital (mil €) (C) = (1) x (2) + (4)
1.371	6,20%	37	37	120

(i₃) Custos totais (TOTEX)

Considerando as projeções anteriores o **montante máximo de custo anual aportado à RNDGN ao sistema** por estes investimentos será de **215 mil euros**. Conforme referido, o valor sofrerá uma redução anual pelo efeito da amortização reduzir o valor do ativo remunerado.

Quadro 29

OPEX		CAPEX (3)	TOTEX (4)=(1)+(2)+(3)
Indutor PA (1)	Indutor Energia (2)		
68	27	120	215

(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.

Quadro 30

	Volume (MWh) (ano cruzeiro)	Tarifa Nacional (€/MWh)	Proveitos Recuperados (m€)
BP<	2.889	36,60 €	106
BP>	8.254	13,49 €	111
MP	0	1,88 €	0
Total	11.142	19,48 €	217

O valor recuperado anualmente por aplicação das tarifas do ano gás 2016-2017 (**217 mil euros**) **acima do custo aportado ao sistema pelo investimento em ligação de novos pontos de consumo (215 mil euros)**, no cenário mais conservador e que **representa o pico anual dos Proveitos Permitidos**. Assim sendo **a recuperação do**

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

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
1.689	1.396	1.069	11	96	120	215	217	1%

(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 (**217 mil euros**) para o acréscimo anual de volume induzido pelo plano de investimento (**11 GWh**). Resultou um custo médio por unidade de energia no valor de **19,48 €/MWh**.

Para anular o valor de TOTEX (**215 mil euros**) a recuperar pela aplicação da tarifa média de URD ao volume aportado pelo investimento de **11 GWh**, seria necessário uma tarifa unitária média de **19,32 €/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	11.142	19,48 €	217
Recuperar o valor de TOTEX	11.142	19,32 €	215

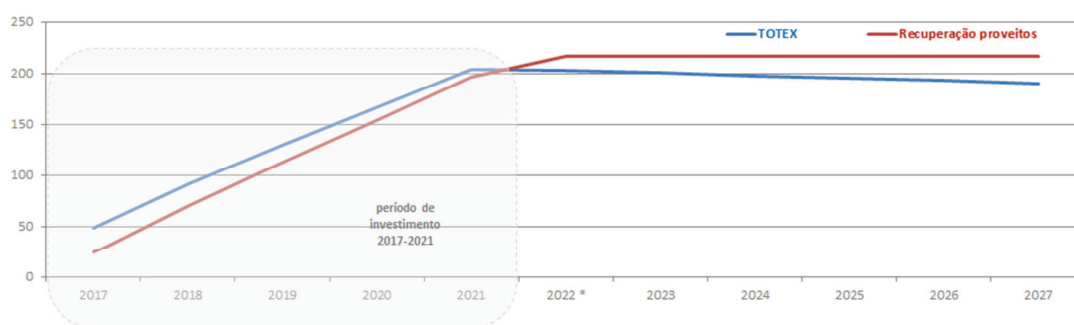
³¹ "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE em junho de 2016

PDIRD-GN 2017-2021

(c) Avaliação anual

Em complemento apresenta-se, no gráfico 25, 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 projeção de volumes, o plano de investimento em ligação de novos pontos de abastecimento é favorável para as tarifas de gás natural.

Gráfico 25



(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.

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

No ano cruzeiro, em linha com o plano consolidado, os projetos apresentam uma margem³² positiva.

³² Diferencial entre o proveito recuperado pela aplicação da tarifa e os custos totais aportados ao sistema

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 2009-2015.
- ❖ 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.

Quadro 33

Projetos	Investimento (m€)	Volume adicional ano cruzeiro (GWh)	PA	Investimento por PA (€/PA)
Projeto DN - Évora	1.098	8,3	794	1.383
Projeto DN - Sines	298	2,8	275	1.083
Total Investimento DN	1.396	11,1	1.069	1.306
Outros investimentos	293	0	0	n.a.
Investimento global do PDIRD	1.689	11,1	1.069	1.580

ANEXO

Fichas

Agregada ORD

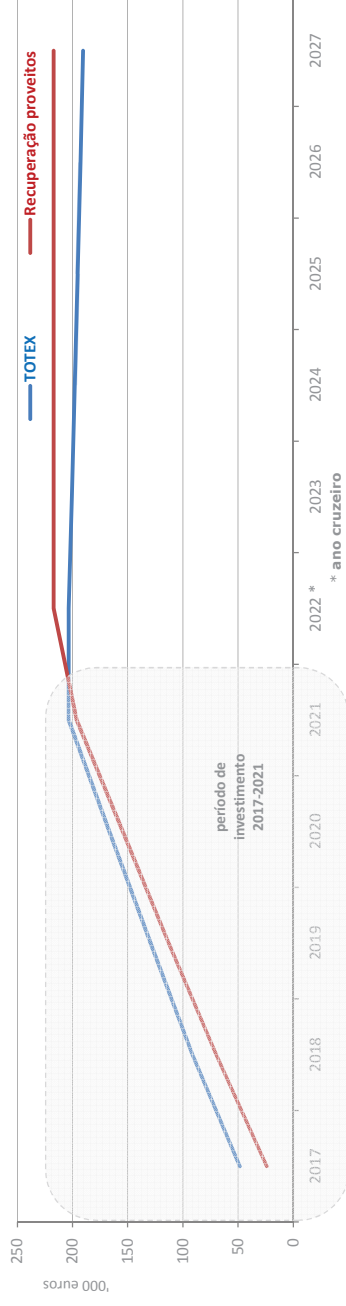
e

Individuais
por concelho

Distribuição GN

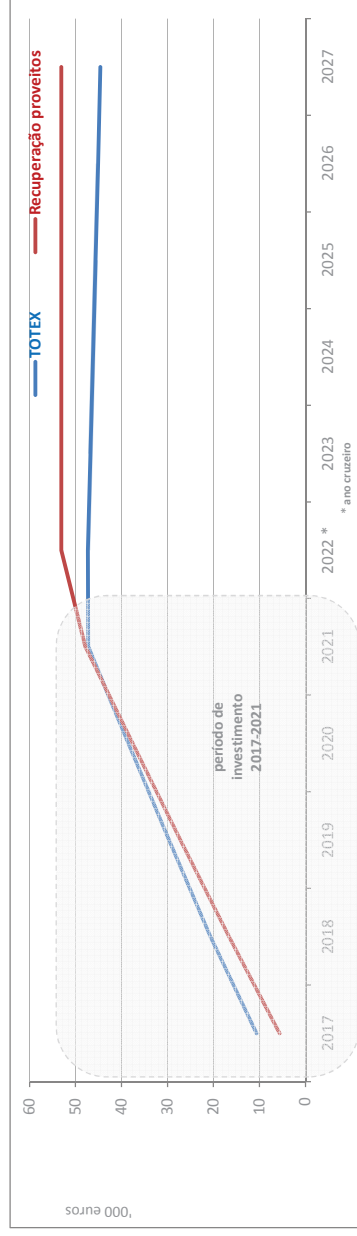
DIANAGÁS	Unid	Real					PDIRD 2017-2021						
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	
Investimento Desenvolvimento Negócio													
Rede	m€	918	913	566	552	375	344	292	253	253	253	1.396	
Ramais	m€	230	244	304	248	141	130	110	95	95	95	525	
Infraestruturação / clientes	m€	110	97	57	104	90	83	70	61	61	61	334	
Conversão	m€	535	499	183	185	129	119	101	87	87	87	481	
Reconversão	m€	510	36	22	176	124	114	97	84	84	84	463	
Segmento Novo	m€	25	0	0	9	5	5	4	3	3	3	19	
Contadores / cadeias medida	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Equipamento	m€	42	36	22	15	14	13	11	10	10	10	55	
Montagem	m€	20	18	14	4	6	6	5	5	5	5	25	
		22	18	9	11	8	7	6	6	6	6	30	
Agregados físicos do DN:													
Clientes	#						256	222	197	197	197	1.069	
Doméstico							250	216	191	191	191	1.039	
Terciário							4	4	4	4	4	20	
Indústria							2	2	2	2	2	10	
Volume ano	mil m³						101	297	487	674	862	2.421	
Doméstico							25	71	110	146	183	535	
Terciário							5	14	24	33	42	118	
Indústria							71	212	354	495	637	1.769	
Instalações de GN infraestruturadas	#	787	811	308	322	243	223	189	164	164	164	904	
Conversão		727	726	257	294	227	209	177	154	154	154	848	
Reconversão		60	85	51	28	16	14	12	10	10	10	56	
Rede	km	7	8	8	5	3	3	3	2	2	2	12	
Ramais	#	534	544	208	271	241	221	187	162	162	162	894	
Indicadores Operacionais:													
Pontos Abastecimento Ano	#	859	894	398	373	276	256	222	197	197	197	1.069	
BP <		859	894	397	372	274	254	220	195	195	195	1.059	
BP >		0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	10	
MP		0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
Rescisões	#	-113	-78	-44	-52	-19	-20	-20	-20	-21	-21	-102	
BP <		-116	-84	-41	-51	-19	-20	-20	-20	-21	-21	-102	
BP >		3	6	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	
MP		0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	
Pontos Abastecimento Acumulados	#	7.887	8.703	9.057	9.378	9.635	9.871	10.073	10.249	10.426	10.602	10.602	
BP <		7.857	8.667	9.023	9.344	9.599	9.833	10.033	10.207	10.382	10.556	10.556	
BP >		29	35	32	33	35	37	39	41	43	45	45	
MP		1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	
Pontos Abastecimento Médios	#	7.887	8.295	8.880	9.218	9.506	9.753	9.972	10.161	10.338	10.514	10.514	
BP <		7.857	8.262	8.845	9.184	9.471	9.716	9.933	10.120	10.295	10.469	10.469	
BP >		29	32	34	33	34	36	38	40	42	44	44	
MP		1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh /Pa	6,5	6,8	7,5	8,6	8,4	8,5	8,5	8,5	8,6	8,7	8,7	
BP <		2,9	2,8	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	
BP >		760,7	849,9	983,7	1.097,1	922,9	922,9	922,9	922,9	922,9	922,9	922,9	
MP		5.983,2	5.776,4	6.707,6	12.493,2	18.305,1	7.740,2	7.740,2	7.740,2	7.740,2	7.740,2	7.740,2	
Volume adicional	MWh						1.173	3.471	5.687	7.869	10.051	10.051	
BP <							347	995	1.560	2.092	2.623	2.623	
BP >							825	2.476	4.127	5.777	7.428	7.428	
MP													
Volume total	MWh	50.873	56.396	66.177	78.939	79.745	82.456	84.700	86.861	88.988	91.113	91.113	
BP <		22.831	23.422	32.161	24.542	25.571	26.241	26.894	27.345	27.821	28.295	28.295	
BP >		22.059	27.197	32.954	35.657	35.869	37.910	39.561	41.211	42.862	44.513	44.513	
MP		5.983	5.776	10.061	18.740	18.305	18.305	18.305	18.305	18.305	18.305	18.305	

Unid	Real						PDIRD 2017-2021				
	2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Metas de eficiência:											
Inv DN / Cliente	1.069	1.022	1.422	1.481	1.358	1.345	1.314	1.286	1.286	1.286	1.306
Mts Rede Sec / Cliente	8	9	21	13	12	12	11	11	11	11	11
Cientes / km rede	118,0	112,9	48,1	75,1	84,8	85,8	87,9	90,1	90,1	90,1	88,6
Cientes / Ramal	1,61	1,64	1,91	1,38	1,15	1,16	1,19	1,22	1,22	1,22	1,20
Custo unit RS (€/m)	31,6	30,8	36,8	49,9	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43
Custo unit Ramal (€)	207	179	276	386	374	374	374	374	374	374	374
Custo unit infraestruturação(€)	680	661	593	576	532	533	532	533	533	533	533
Conversão	702	688	626	600	546	546	545	545	545	545	546
Reconversão	418	426	423	321	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	166	150	191	173	162	159	155	150	149	148	148
Avaliação											
TOTEX (b)	m€					48	91	129	167	204	203
Proveito Recuperado (a)	m€					24	70	113	154	196	217
Margem tarifa	%										7%
$\Delta = (a) - (b)$	m€					-25	-22	-16	-12	-7	-14
Acumulado	m€					-25	-46	-63	-75	-82	-68



SINES	Unid	Real					PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€	859	706	2.614	870	1.184	1.136	1.099	1.056	1.056	1.056	1.083
Mts Rede Sec / Cliente	mts	3	1	51	2	10	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	296,2	791,3	19,8	569,1	97,8	102,1	105,6	110,1	110,1	110,1	107,2
Cientes / Ramal	#	3,66	2,78	3,57	2,12	1,32	1,38	1,43	1,49	1,49	1,49	1,45
Custo unit RS (€/m)	€	43,7	19,6	39,6	100,7	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43
Custo unit Ramal (€)	€	199	185	268	397	374	374	374	374	374	374	374
Custo unit infraestruturação (€)	€	657	647	599	584	525	523	521	518	518	518	520
Conversão	€	736	692	629	589	546	546	547	547	547	547	547
Reconversão	€	414	413	467	305	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	240	213	483	93	125	121	117	112	111	111	111

Avaliação		2022										
TOTEX (b)	m€	11	21	30	38	47	47	47	47	47	47	47
Proveito Recuperado (a)	m€	6	17	27	38	48	48	48	48	48	48	48
Margem tarifa	%	-5	-4	-2	-1	1	1	1	1	1	1	12%
$\Delta = (a) - (b)$	m€	-5	-9	-11	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-6
Acumulado	m€											



ÉVORA	Unid	Real					PDIRD 2017-2021						
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	
Investimento Desenvolvimento Negócio													
Rede	m€	742	707	370	492	297	274	229	198	198	198	1.098	
Ramais	m€	200	237	153	235	112	103	86	75	75	75	413	
Infraestruturação / clientes	m€	99	78	52	91	71	66	55	47	47	47	263	
Conversão	m€	413	366	147	153	103	95	79	69	69	69	380	
Reconversão	m€	407	348	131	145	99	92	77	67	67	67	370	
Segmento Novo	m€	6	18	16	9	4	3	2	2	2	2	10	
Contadores / cadeias medida	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Equipamento	m€	29	26	18	11	11	10	9	8	8	8	41	
Montagem	m€	12	13	10	2	5	4	4	3	3	3	19	
		18	12	7	9	6	5	5	4	4	4	22	
Agregados físicos do DN:													
Clientes	#						194	165	145	145	145	794	
Doméstico							191	162	142	142	142	779	
Terciário							2	2	2	2	2	10	
Indústria							1	1	1	1	1	5	
Volume ano	mil m³						76	223	365	504	643	1.811	
Doméstico							21	58	90	120	150	439	
Terciário							3	9	14	20	25	70	
Indústria							52	156	260	365	469	1.302	
Instalações de GN infraestruturadas	#	601	549	249	267	192	177	148	128	128	128	709	
Conversão		587	507	209	240	181	168	141	123	123	123	678	
Reconversão		14	42	40	27	11	9	7	5	5	5	31	
Rede	km	7	8	4	5	3	2	2	2	2	2	10	
Ramais	#	478	439	187	238	191	176	147	127	127	127	704	
Indicadores Operacionais:													
Pontos Abastecimento Ano	#	654	602	323	303	210	194	165	145	145	145	794	
BP <		654	602	323	302	208	193	164	144	144	144	789	
BP >		0	0	0	1	2	1	1	1	1	1	5	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Residuais	#	-82	-45	-32	-31	-13	-13	-14	-14	-14	-15	-70	
BP <		-85	-48	-29	-30	-13	-13	-14	-14	-14	-15	-70	
BP >		3	3	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	
MP		0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	
Pontos Abastecimento Acumulados	#	5.263	5.820	6.111	6.383	6.580	6.760	6.912	7.043	7.173	7.304	7.304	
BP <		5.237	5.791	6.085	6.357	6.552	6.731	6.882	7.012	7.141	7.271	7.271	
BP >		25	28	25	26	28	29	30	31	32	33	33	
MP		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pontos Abastecimento Médios	#	5.263	5.542	5.966	6.247	6.481	6.670	6.836	6.977	7.108	7.238	7.238	
BP <		5.237	5.514	5.938	6.221	6.454	6.642	6.806	6.947	7.076	7.206	7.206	
BP >		25	27	27	26	27	29	30	31	32	33	33	
MP		1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh /Pa	7,9	8,5	8,4	8,2	7,9	8,0	8,1	8,1	8,2	8,3	8,3	
BP <		3,0	3,0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	
BP >		791,5	945,6	1.133,9	1.297,4	1.215,7	1.215,7	1.215,7	1.215,7	1.215,7	1.215,7	1.215,7	
MP		5.983,2	5.776,4	3.539,5	869,3								
Volume adicional	MWh						882	2.605	4.258	5.882	7.507	7.507	
BP <							274	781	1.218	1.627	2.036	2.036	
BP >							608	1.824	3.039	4.255	5.471	5.471	
MP							0	0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	41.487	47.283	50.391	51.147	51.154	53.510	55.194	56.807	58.391	59.975	59.975	
BP <		15.717	16.450	18.804	17.628	18.331	18.862	19.330	19.728	20.097	20.465	20.465	
BP >		19.787	25.057	30.048	33.084	32.824	34.647	35.863	37.079	38.295	39.510	39.510	
MP		5.983	5.776	3.540	435	0	0	0	0	0	0	0	

ÉVORA	Unid	Real					PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€	1.134	1.175	1.145	1.622	1.413	1.411	1.388	1.368	1.368	1.368	1.383
Mts Rede Sec / Cliente	metros	10	13	14	16	12	12	12	12	12	12	12
Clientes / km rede	#	99,3	79,7	72,3	62,5	81,4	81,6	83,1	84,6	84,6	84,6	83,5
Clientes / Ramal	#	1,37	1,37	1,73	1,27	1,10	1,10	1,12	1,14	1,14	1,14	1,13
Custo unit RS (€/m)	€	30,3	31,4	34,3	48,6	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43
Custo unit Ramal (€)	€	208	178	277	384	374	374	374	374	374	374	374
Custo unit infraestruturação (€)	€	688	667	591	574	534	535	535	537	537	537	536
Conversão	€	694	686	626	603	546	546	545	545	545	545	545
Reconversão	€	432	439	411	322	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	144	138	136	198	179	176	172	168	167	165	165
Avaliação												
TOTEX (b)	m€											2022
Proveito Recuperado (a)	m€											156
Margem tarifa	%											164
$\Delta = (a) - (b)$	m€											5%
Acumulado	m€											-8
												-70
												-62

