

# PDIRD-GN 2021-2025

## Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural

---

BEIRAGÁS

V.2 JULHO 2020

distribuição  
gás natural



# Índice

01	Siglas e definições.....	7
02	Sumário executivo.....	11
03	Enquadramento e âmbito.....	25
<b>03.1</b>	<b>Enquadramento legislativo e regulamentar do PDIRD-GN</b> .....	26
<b>03.2</b>	<b>Distribuição de GN em Portugal</b> .....	27
<b>03.3</b>	<b>Caraterização da atividade de distribuição de GN</b> .....	29
<b>03.4</b>	<b>Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN</b> .....	30
<b>03.5</b>	<b>Acompanhamento do PDIRD-GN (2019-2023)</b> .....	35
04	Desafios da transição energética para a neutralidade carbónica.....	37
<b>04.1</b>	<b>Contexto</b> .....	38
<b>04.2</b>	<b>Orientações estratégicas para a descarbonização do setor do gás em Portugal</b> ..	40
<b>04.3</b>	<b>Papel das infraestruturas de distribuição de gás na descarbonização da economia</b> 42	
05	Caraterização das infraestruturas de distribuição.....	50
<b>05.1</b>	<b>Implantação e cobertura geográfica</b> .....	51
<b>05.2</b>	<b>Dados históricos da Concessão</b> .....	53
06	Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica.....	58
<b>06.1</b>	<b>Distribuição GN no contexto Europeu</b> .....	59
<b>06.2</b>	<b>Perspetivas da evolução da Economia Portuguesa</b> .....	60
<b>06.3</b>	<b>Contexto regional da concessão</b> .....	63
07	Enquadramento da gestão de projetos de investimento.....	68
<b>07.1</b>	<b>Tipologia de projetos de investimento</b> .....	70
<b>07.2</b>	<b>Projetos de investimento em DN   Ligação de novos PA</b> .....	71
<b>07.3</b>	<b>Projetos de investimento de conformidade</b> .....	75
<b>07.3.1</b>	<b>Investimento em outras infraestruturas</b> .....	75
<b>07.3.2</b>	<b>Investimento em outras atividades</b> .....	76
<b>07.4</b>	<b>Projetos de investimento de convergência</b> .....	76
08	Previsão de consumos de gás.....	77

<b>08.1</b>	<b>Evolução de consumidores .....</b>	<b>79</b>
<b>08.2</b>	<b>Pressupostos da procura de GN .....</b>	<b>80</b>
<b>08.3</b>	<b>Projeção de consumos .....</b>	<b>84</b>
09	Plano de investimento.....	87
<b>09.1</b>	<b>Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento .....</b>	<b>88</b>
<b>09.2</b>	<b>Objetivos e caracterização do plano de investimento.....</b>	<b>89</b>
<b>09.2.1</b>	<b>Investimento em DN   projeto de ligação de novos PA .....</b>	<b>91</b>
<b>09.2.2</b>	<b>Investimento em outras infraestruturas de distribuição.....</b>	<b>93</b>
<b>09.2.3</b>	<b>Investimento em outras atividades .....</b>	<b>94</b>
<b>09.2.4</b>	<b>Ligações à RNTGN.....</b>	<b>96</b>
<b>09.3</b>	<b>Avaliação do investimento.....</b>	<b>97</b>
<b>09.3.1</b>	<b>Evolução dos principais indicadores .....</b>	<b>99</b>
<b>09.3.2</b>	<b>Avaliação global do impacto do plano .....</b>	<b>103</b>
<b>09.3.3</b>	<b>Análise Individual por projeto de DN de cada concelho.....</b>	<b>108</b>
10	Benefícios associados ao investimento previsto.....	110
<b>10.1</b>	<b>Dimensão social, do bem-estar e segurança.....</b>	<b>112</b>
<b>10.2</b>	<b>Dimensão promocional do GN em Portugal e incentivo ao uso do GN para fins domésticos, de serviços e industriais .....</b>	<b>113</b>
<b>10.3</b>	<b>Posicionamento concorrencial com outras energias.....</b>	<b>115</b>
<b>10.4</b>	<b>Dimensão social e económica do mercado de trabalho .....</b>	<b>118</b>
<b>10.5</b>	<b>Dimensão económica .....</b>	<b>119</b>
<b>10.6</b>	<b>Dimensão ambiental.....</b>	<b>123</b>
11	Anexos.....	127

## Índice de quadros

Quadro 1 - Síntese comparativa dos PDIRD-GN 2018 e 2020.....	24
Quadro 2 - Síntese do investimento 2019/2020 .....	35
Quadro 3 - Realização física 2019/2020.....	36
Quadro 4 – Principais orientações estratégicas do PNEC.....	41
Quadro 5 - Concelhos infraestruturados na concessão da Beiragás.....	51
Quadro 6 - Infraestrutura em 2019.....	54
Quadro 7 - Investimento na concessão 2016 - 2020.....	54
Quadro 8 - Investimento na concessão em desenvolvimento de negócio 2016-2020.....	55
Quadro 9 - Investimento na concessão em outras infraestruturas 2016-2020.....	55
Quadro 10 - Investimento na concessão em outras atividades 2016-2020 .....	56
Quadro 11 - Evolução dos pontos de abastecimento por tipo de uso 2016-2020.....	56
Quadro 12 - Evolução dos pontos de abastecimento por nível de pressão.....	56
Quadro 13 - Evolução do GN veiculado por nível de pressão.....	57
Quadro 14 - Evolução do consumo médio por nível de pressão.....	57
Quadro 15 - Indicadores macroeconómicos .....	61
Quadro 16 – Evolução do número de pontos de abastecimento 2021-2025.....	80
Quadro 17 – Evolução da saída de pontos de abastecimento 2021-2025.....	82
Quadro 18 - Grau de cobertura regional 2025.....	83
Quadro 19 - Consumo médio por nível de pressão 2021-2025.....	84
Quadro 20 - Projeção de consumo de GN 2021-2025.....	85
Quadro 21 - Plano de investimento 2021-2025.....	90
Quadro 22 - Investimento em DN 2021-2025.....	91
Quadro 23 - Agregados operacionais DN 2021-2025.....	91
Quadro 24 - Métricas operacionais 2021-2025.....	92
Quadro 25 - Custos unitários de ligação de clientes 2021-2025.....	92
Quadro 26 - Custos unitários de construção de rede e ramais 2021-2025 .....	93
Quadro 27 - Investimento em outras infraestruturas 2021-2025 .....	93
Quadro 28 - Investimento em outras atividades 2021-2025 .....	94
Quadro 29 – Pressupostos para a avaliação .....	104
Quadro 30 – Cenário e Análises de Sensibilidade .....	106
Quadro 31 - Investimento por ponto de abastecimento por concelho.....	108

## Índice de figuras

Figura 1 - Evolução de consumo de GN - Beiragás .....	20
Figura 2 - Concessões e licenças de distribuição de GN em Portugal (fonte: ERSE).....	27
Figura 3 - Cadeia de valor do Sistema Nacional de Gás Natural .....	28
Figura 4 - Evolução do investimento na concessão .....	35
Figura 5 - Utilização de combustíveis para transportes, em Portugal, no cenário "zero-carbon gas" .....	46
Figura 6 - Produção de calor em Portugal, por combustível, no cenário "zero-carbon gas". .....	46
Figura 7 - Esquerda) Utilização por tipo de combustível para produção de energia elétrica, em Portugal, no cenário "zero-carbon gas"; Direita) Produção de hidrogénio em Portugal, no cenário "zero-carbon gas" .....	47
Figura 8 - Evolução da procura de energia nas redes de distribuição em Portugal, por tipo de combustível e por sector.....	48
Figura 9 - Potencial participação de hidrogénio, biometano e gás natural (com CCS) nas redes nacionais de distribuição de gás em 2050. ....	49
Figura 10 - Concelhos da concessão .....	52
Figura 11 - Evolução da taxa de cobertura .....	53
Figura 12 - Comparativo da antiguidade da rede na europa.....	59
Figura 13 - Comparativo do consumo anual por cliente residencial .....	59
Figura 14 - Comparativo do mix de consumo residencial .....	60
Figura 15 - Comparativo do consumo de energia por finalidade .....	60
Figura 16 - Projeção do Banco de Portugal: cenário base.....	61
Figura 17 - Projeção do Banco de Portugal: cenário adverso .....	62
Figura 18 - Concelhos abastecidos .....	63
Figura 19 - População empregada por concelho.....	64
Figura 20 - Poder de compra e salário médio por concelho .....	65
Figura 21 - Peso da indústria transformadora por concelho.....	66
Figura 22 - VAB e VN per capita e VAB por empresa por concelho.....	66
Figura 23 - Framework de investimento .....	72
Figura 24 - Investimento em DN por cliente .....	73
Figura 25 - Evolução dos metros de rede por cliente.....	74
Figura 26 - Níveis de temperatura por concelho - 2016 .....	81
Figura 27 - Estrutura de clientes na concessão .....	82
Figura 28 - Evolução do número de pontos de abastecimento na concessão.....	84
Figura 29 - Evolução do RAB, pontos de abastecimento e volume veiculado .....	86
Figura 30 - Princípios determinantes das verbas de investimento.....	89

Figura 31 - Plano de investimento 2021-2025.....	90
Figura 32 - Evolução do investimento em renovação de contadores .....	96
Figura 33 - Impacto na tarifa por tipo de investimento .....	98
Figura 34 - Investimento por ponto de abastecimento.....	99
Figura 35 - Evolução de pontos de abastecimento e volume de GN.....	100
Figura 36 - Evolução do GN distribuído por ponto de abastecimento.....	101
Figura 37 - Evolução do valor do ativo por ponto de abastecimento e volume .....	102
Figura 38 - Evolução do TOTEX unitário por cliente abastecido .....	102
Figura 39 - Evolução do custo unitário €/MWh .....	103
Figura 40 - Impacte no custo unitário de energia 2021-2025 .....	104
Figura 41- Evolução do TOTEX por MWh 2021-2025 .....	107
Figura 42 - Custo médio da energia em Portugal .....	113
Figura 43 – Comparação entre eletricidade, GN e outras energias.....	116
Figura 44 - Evolução no investimento em ligação de clientes.....	121
Figura 45 - Evolução da base de ativos regulados e GN distribuído 2021-2025.....	123
Figura 46 – Emissões de gases com efeito de estufa no mundo, Europa e Portugal .....	124
Figura 47 - Emissões de CO <sub>2</sub> por fonte de energia.....	125
Figura 48 - Emissões de CO <sub>2</sub> para aquecimento de uma instalação .....	126

# 01 Siglas e definições



AdC	Autoridade da Concorrência
AGN	Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural
Ano cruzeiro	Ano em que todos os novos consumidores ligados no âmbito do plano de investimento têm um ano completo de consumo
BCE	Banco Central Europeu
BdP	Banco de Portugal
BP	Baixa Pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar
BP<	Baixa Pressão com consumo inferior a 10 mil m <sup>3</sup> (n)
BP>	Baixa Pressão com consumo superior a 10 mil m <sup>3</sup> (n)
CAGR	Componed Annual Growth Rate (taxa composta anual de crescimento)
CAPEX	Capital Expenditures (despesas de capital): Remuneração do RAB + Amortizações do exercício
CCS	Carbon Capture & Storage (captura e armazenamento de carbono)
CIP	Confederação Empresarial de Portugal
Cliente de GN	Pessoa singular ou coletiva que compra gás natural para consumo próprio
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CO <sub>2</sub> e	Dióxido de carbono equivalente
COM	Comercializador(es)
Consumidor	O cliente final de gás natural
Conversão	Operação que consiste em dotar com uma instalação de gás os edifícios já existentes
CURr	Comercializadora de Último Recurso Retalhista
DECO	Associação Portuguesa para a Defesa Do Consumidor
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DN	Desenvolvimento de Negócio
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FBCF	Formação Bruta de Capital Fixo
FMI	Fundo Monetário Internacional
GEE	Gás de Efeito Estufa
GGND	Galp Gás Natural Distribuição (holding detentora e responsável pela gestão dos Operadores de Distribuição Lisboagás, Lusitaniagás, Setgás, Beiragás, Tagusgás, Duriensegás, Medigás Dianagás e Paxgás)
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRMS	Gas Regulating and Metering Station
GWh	Gigawatt hora
H <sub>2</sub>	Hidrogénio



INE	Instituto Nacional de Estatística
Instalação de GN	Instalação privada a jusante da RPGN para uso de 1 ou mais clientes finais
Investimento de conformidade	Investimento necessário para assegurar a conformidade legal, regulamentar e a conformidade com as obrigações e responsabilidades previstas no contrato de concessão ou licenças de distribuição de gás e que contribuem para a qualidade de serviço, a conservação, modernização e renovação dos ativos, garantindo a segurança de abastecimento, a segurança e fiabilidade dos ativos existentes e das operações de distribuição de gás
Investimento de convergência	Investimento para alavancagem inicial do processo de transição para assegurar a preparação e a incorporação de gases renováveis nas infraestruturas de distribuição, nomeadamente, o desenvolvimento de projetos piloto, permitindo maior flexibilidade dos ativos para a eventual necessidade de adaptação de novas tecnologias subjacentes à utilização de gases renováveis
Investimento em DN	Custo de todas as atividades associadas à operação de ligação de novos clientes à infraestrutura de distribuição de GN ou de gases renováveis, das quais se destacam, a construção de RS e ramais, a infraestruturação, cadeia de medida e ligação. Investimento em expansão para ligação de novos pontos de consumo e incremento de volume de GN (ou gases renováveis) no SNGN
Km	Quilómetros
LULUCF	Land use, land-use change and forestry
m€	mil euros
M€	Milhões de euros
MP	Média Pressão - pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar
Mt	Milhões de toneladas
mts	Metros
MWh	Megawatt hora
OPEX	Operational Expenditure (despesas operacionais)
ORD	Operador(es) de Redes de Distribuição de GN
ORT	Operador de rede de Transporte
PA	Ponto de Abastecimento
PDIRGN	Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT
PDIRD-GN	Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural
PIB	Produto Interno Bruto
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PPC	Paridade Poder de Compra
PRM	Posto de Regulação e Medida



PtG	Power-to-Gas
RAB	Regulatory Asset Base (Base de Ativos Regulada para efeitos tarifários)
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
RARII	Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do GN
Rede de distribuição de GN	Sistema constituído por tubagens, válvulas, acessórios e equipamentos que assegura a distribuição de gás natural
Reconversão	Operação de adaptação de instalações de gás já existentes de uma família de gases para outra
RoR	Rate of Return
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL
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)
RPGN	Rede Pública de GN
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais do Setor do GN
RS	Rede de distribuição Secundária - Parte de rede de distribuição de GN de pressão máxima de serviço inferior a 4 bar (BP)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SLA	Service Level Agreement
SMR	Steam Methane Reforming
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TOTEX	CAPEX + OPEX
TPE	Trabalhos para a própria empresa
UAG	Unidade Autónoma de GNL
UE	União Europeia
URD	Uso da Rede de Distribuição
VAB	Valor acrescentado bruto
VN	Volume de negócios
WACC	Weighted Average Cost of Capital

## 02 Sumário executivo





Este documento constitui a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural para o quinquénio 2021-2025 (PDIRD-GN 2020) da Beiragás, em conformidade com o artigo 12º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

Ao preparar este documento, estamos cientes que o contexto é absolutamente extraordinário. O momento que atravessamos de pandemia decorrente do COVID-19, traz uma maior incerteza quanto à evolução da situação com impacto global em todas as dimensões sociais, económicas e do próprio setor da energia. Como a proposta do PDIRD-GN 2020, cobre os anos 2021-2025, é expetável que os efeitos sociais e económicos possam estar superados ou pelo menos mitigados, sobretudo considerando que a proposta do plano de investimento assenta em pressupostos cautelosos e moderados quanto à dimensão e materialidade do investimento como nas projeções da evolução dos volumes de gás a distribuir.

O PDIRD-GN 2020 da Beiragás enquadra-se na continuidade da evolução sustentada da sua atividade e reflete as orientações estratégicas que a empresa tem seguido para consolidar o projeto de desenvolvimento das infraestruturas distribuição de gás na sua área de concessão, nas melhores condições de segurança, fiabilidade 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, bem como contribuindo para a competitividade<sup>1</sup> dos ativos afetos à concessão e a sustentabilidade do mercado de gás<sup>2</sup> em Portugal, nomeadamente no contexto de transição energética onde as infraestruturas de distribuição de gás deverão contribuir para as metas de incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final dos vários setores da economia.

É de todo recomendável que, neste contexto de transição energética, se olhe para o PDIRD-GN não na ótica do produto "GN", mas antes, focalizando-se no objeto central da atividade de distribuição de gás, ou seja, no seu ativo e infraestruturas modernas e flexíveis que terão um papel fundamental na incorporação cada vez maior de gases renováveis no

---

<sup>1</sup> Na ótica do sistema tarifário

<sup>2</sup> GN ou gases renováveis que venham a ser injetados na infraestrutura de distribuição dos ORD

SNGN para o consumo final dos vários setores da economia de energia de fontes renováveis.

A orientação da política energética e climática, através do PNEC 2030<sup>3</sup>, veio aclarar o relevante papel das infraestruturas de distribuição do SNGN para o ambicioso desafio da neutralidade carbónica.

Este desafio para os ativos do ORD leva a encarar os investimentos do PDIRD-GN como essenciais e alinhados com a estratégia de descarbonização, evitando a acumulação de ativos ociosos e consequentemente, de possíveis “custos afundados” para o setor energético. Bem pelo contrário, a política para a transição energético, passa pelo aproveitamento desses recentes, modernos e resilientes ativos da distribuição de gás (ou gases), permitindo evitar custos significativos de soluções alternativas e escolhendo um caminho orientado para a maximização das situações de ativos relevantes e valiosos no futuro, que contribuem para um sistema tarifário equilibrado e acessível para os consumidores.

Num contexto de transição energética e considerando:

- O próprio horizonte temporal para a sua implementação gradual;
- O papel que as infraestruturas de gás natural podem e devem desempenhar, contribuindo para a descarbonização do sistema energético nacional com uma poupança de 9 mil milhões para a economia Portuguesa face ao cenário de eletrificação a 100%<sup>4</sup>;
- As características específicas das infraestruturas de distribuição, como ativo recente, moderno, seguro e flexível;
- Uma rede com cerca de 19 mil km presente em cerca de 140 concelhos de norte a sul de Portugal continental;
- O valor dos ativos da distribuição de mais de 1,6 mil milhões de euros<sup>5</sup>;
- As premissas que têm orientado os planos de investimento dos ORD do grupo GGND e que assentam num desenvolvimento moderado, cauteloso e sustentado;

<sup>3</sup> Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 publicado em dezembro de 2019

<sup>4</sup> Estudo da Afry, *“The role of Portuguese gas infrastructure in the decarbonization process”* (apresentado no capítulo 4).

<sup>5</sup> Valor líquido e sem considerar as reavaliações sucessivas dos ativos previstas no Contrato de Concessão no intuito de assegurar o seu equilíbrio económico e financeiro

- A revisão da proposta de PDIRD-GN a cada 2 anos;

A nova proposta de investimento do PDIRD-GN 2020 da Beiragás, baseada na consolidação das infraestruturas e ativos da distribuição, mantém-se perfeitamente alinhada com os novos desígnios nacionais para a política de energia e clima, especialmente plasmada no PNEC 2030<sup>6</sup>, e que se constitui como o principal instrumento de política energética e climática nacional para a década 2021-2030 rumo a um futuro neutro em carbono.

De acordo com o PNEC 2030,

***“As infraestruturas de distribuição de gás natural desempenharão um importante papel ao permitir a introdução, distribuição e consumo de gases renováveis, em particular o biometano e o hidrogénio, nos vários setores da economia, permitindo alcançar níveis mais elevados de incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final de energia”.***

*“Os gases renováveis, em particular o hidrogénio e o biometano, apresentam potencial para desempenhar um papel importante para potenciar a descarbonização de setores da economia que atualmente dispõem de poucas opções tecnológicas alternativas e onde a eletrificação no curto-médio prazo poderá traduzir-se em custos significativos.”*

*“Estão previstos implementar no curto prazo um conjunto de mecanismos que têm como objetivo:*

- *regulamentar a injeção de gases renováveis na rede nacional de gás natural;*
- *avaliar a fixação de metas vinculativas até 2030 para a incorporação de gases renováveis na rede de gás natural.”*

Neste enquadramento é crucial que os ORD do grupo GGND estejam preparados para poder, em tempo útil, colaborar e contribuir para esses desígnios nacionais. A GGND está dotada de meios técnicos e humanos que lhe permite encarar os novos e futuros desafios do setor energético com todo o otimismo e motivação, tendo já promovido alterações da sua

---

<sup>6</sup> Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 publicado em dezembro de 2019

organização no sentido de estar apta para colaborar com o Governo, DGEG, Regulador, entidades especializadas nacionais e internacionais, e demais entidades públicas e privadas, e para as mudanças que o PNEC 2030 irá promover.

De referir que foi com bastante sucesso que as empresas do universo da GGND souberam implementar e desenvolver o projeto de introdução de GN em Portugal, com consequências significativamente positivas na economia e no ambiente tanto para a indústria nacional e as famílias, bem como, para a sociedade em geral. Este projeto de interesse nacional teve, além da sua bondade para a competitividade da economia nacional, um contributo notável para o meio ambiente permitindo uma redução considerável de emissões de CO<sub>2</sub>, o que permitiu e ainda permite, que Portugal esteja num patamar em termos de emissões muito mais favorável o que seria a situação sem o GN, como tem sido reconhecido publicamente pelas diversas entidades com responsabilidades públicas no âmbito ambiental.

Adicionalmente, não podemos deixar de relembrar o ambicioso desafio que foi o projeto de mudança de gás em Lisboa com a substituição de gás de cidade por GN, com toda a logística que uma operação desta envergadura exigiu, e que a GGND soube superar com sucesso reconhecido.

#### ❖ **Orientação e enquadramento estratégico**

A gestão de investimento constitui-se como uma parte integrante e interligada às outras dimensões da gestão da atividade de distribuição do ORD. Desta forma, seria desajustado apresentar o plano de investimento sem uma exposição clara do seu enquadramento. Consequentemente, será redutor apreciar o plano de investimento sem perceber o seu contexto nas diversas dimensões que o condicionam, nomeadamente:

- As orientações da estratégia da política de energia e clima de Portugal, nomeadamente quanto ao papel a desempenhar pelos ORD na introdução e distribuição de gases renováveis;
- Os princípios orientadores de suporte ao plano de investimento, nomeadamente, quanto à sua racionalidade económica e à

sustentabilidade do sistema tarifário de acesso à rede de distribuição que, considerando o universo de vários ORD pertencentes a diferentes grupos empresariais com estratégias diversas, podem induzir planos de investimento com lógicas e dimensões divergentes;

- As obrigações que decorrem do contrato de concessão, da legislação específica e dos regulamentos aplicáveis ao setor;
- As características e o estado do mercado de GN em Portugal, nomeadamente decorrente das dinâmicas empresariais, dos setores industriais, das políticas de desenvolvimento regionais e municipais e do desenvolvimento do parque habitacional;
- A organização do setor e da atual cadeia de valor do GN e da sua evolução para a introdução de gases renováveis;
- O modelo de regulação e de remuneração da atividade de distribuição;
- O papel e responsabilidade do ORD na promoção, no mercado industrial e residencial, da utilização da infraestrutura flexível, resiliente e moderna de distribuição de gás compatível com os novos desafios, com a introdução de gases renováveis (biometano e hidrogénio);
- O contexto concorrencial do setor de energia;
- O estado de uso dos ativos em exploração afetos à concessão;
- A evolução tecnológica e as tendências do mercado;
- A interligação das atividades de investimento com as atividades de exploração da distribuição de GN, especialmente atendendo às atuais sinergias cujo SNGN beneficie com a gestão eficiente dos ORD do grupo da GGND que se materializa numa economia substancial de custos de operação e exploração.

Considerando a diversidade de *stakeholders*, ao longo do documento estas várias dimensões foram desenvolvidas para permitir facilitar a compreensão das premissas que suportam o plano de investimento.





## ❖ Os objetivos

Considerando as dimensões que suportam as orientações estratégicas referidas, os objetivos estratégicos orientadores do plano de investimento assentam:

- No alinhamento com os desafios do PNEC 2030 para uma economia neutra em carbono e com os desígnios da política energética nacional para as infraestruturas de distribuição de gás, nomeadamente com o lançamento de projetos piloto para a introdução de gases renováveis, tais como o biometano e o hidrogénio;
- Na rentabilização e otimização dos investimentos já realizados em exploração, afetos à concessão e incluídos na base de ativos remunerados (RAB), com o alargamento do mercado a mais consumidores que incrementam o volume de gás veiculado pelas infraestruturas existentes e em serviço, intensificando a sua utilização e ficando disponíveis para a incorporação de gases renováveis;
- Na conservação, renovação e digitalização dos ativos existentes com aumento de eficiência, fiabilidade e segurança de abastecimento e da operação através da introdução de inovação e tecnologia disponível no mercado para potenciar a sensorização dos ativos numa lógica de *smart grid* que capacita a gestão com meios tecnológicos de monitorização à distância e em tempo real para possibilitar uma avaliação mais célere e consistente que suporta tomada de decisões e ações mais eficazes e otimizadas na gestão das redes e das necessidades dos consumidores, bem como contribuindo para a qualidade de serviço prestado;
- Na contribuição para a sustentabilidade do sistema tarifário, promovendo a competitividade das tarifas de gás natural<sup>7</sup> de aplicação nacional;
- Adequação ao nível mínimo do investimento para cada área geográfica, de forma a induzir sustentabilidade ao modelo organizativo, de operações e de custos operacionais, que se baseia

---

<sup>7</sup> ou de gases renováveis



na coexistência equilibrada do volume de atividade entre as componentes de CAPEX e de OPEX.

#### ❖ Caracterização do plano

O Plano de investimento para efeito de RAB, para os 5 anos é de 11,7 M€, ou seja, prevê um investimento médio anual de 2,3 M€, o que representa somente uma variação anual de 3,9% do total do ativo líquido incluído no RAB<sup>8</sup> da empresa. Este valor está em linha com o valor de amortização anual desse ativo regulado da empresa.

Considerando os objetivos definidos e as orientações estratégicas, o plano compõe-se de:

- Investimento de ligação de pontos de consumo que visam a rentabilização dos ativos existentes e a consolidação do desenvolvimento das infraestruturas de distribuição, essencialmente concentrado na saturação das redes existentes, alargando o universo apto para utilizar gases de fontes renováveis;
- Investimentos de conformidade, legal, regulatória e com os objetivos e responsabilidades do contrato de Concessão, e que contribuem para a conservação, modernização e renovação dos ativos, garantindo a qualidade de serviço, a segurança de abastecimento, a segurança e fiabilidade dos ativos existentes e das operações de distribuição de gás:
  - Investimento em infraestruturas de distribuição, tais como reestruturação das redes existentes, reforço de capacidade ou otimização de recursos existentes, ou de investimento estruturante da distribuição, tais como rede MP ou UAG.
  - Outros investimentos de conformidade, constituído essencialmente pela renovação de contadores por obrigação legal, desenvolvimento da infraestrutura tecnológica de suporte à operação e outros decorrentes da evolução do setor e da regulação que contribuem para a melhoria da eficiência operacional e da qualidade de serviço.

<sup>8</sup> sem considerar as reavaliações sucessivas dos ativos previstas no Contrato de Concessão no intuito de assegurar o seu equilíbrio económico e financeiro

- Investimento de convergência para alavancagem inicial do processo de transição para assegurar a preparação e a incorporação de gases renováveis nas infraestruturas de distribuição, permitindo maior flexibilidade dos ativos para a eventual necessidade de adaptação de novas tecnologias subjacentes à utilização de gases renováveis.

#### ❖ **Projeção da procura de gás**

Para efeito de estimativa da procura de gás para o período do plano de investimento foi considerado a distribuição de 100% de GN, estando cientes que durante esse horizonte temporal e de acordo com as metas para introdução de hidrogénio que em breve serão definidas, os ORD da GGND estarão em condições de distribuir gases renováveis.

Para efeito de avaliação do impacto do plano de investimento no sistema tarifário, a projeção do consumo de GN assenta no pressuposto que a evolução da incorporação progressiva de gases renováveis é somente efetuada para substituir o GN na mesma proporção da sua redução, sendo que não é considerada qualquer aumento de consumo decorrente da evolução da transição energética, em substituição de outras energias.

A assunção desta premissa é somente uma simplificação para a estimativa do gás veiculado para efeito de avaliação do impacto dos investimentos no sistema tarifário, medido através dos custos totais (TOTEX) unitário (por unidade de energia), conforme ilustrado no capítulo 9.

À semelhança dos PDIRD-GN anteriores, a GGND, para os seus ORD, tem assumido cenário cauteloso para a projeção de consumo de gás bem como para os cenários alternativos definidos para efeito de avaliação dos impactos do investimento no sistema tarifário, tendo como principal fundamento a própria sustentabilidade do SNGN.

Evolução do consumo GN (GWh)

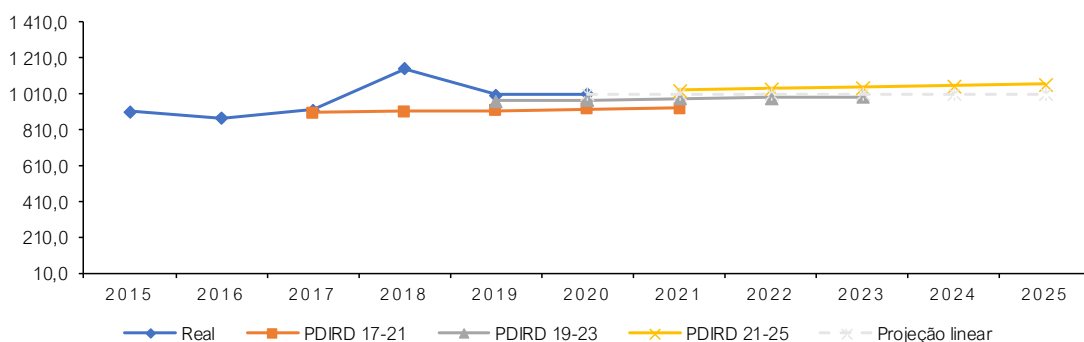


Figura 1 - Evolução de consumo de GN - Beiragás

Desta forma é assumida uma prudência na projeção dos volumes para o setor industrial, apesar do esforço comercial para trazer novos consumos da indústria nacional para as redes de distribuição como se tem verificado em anos anteriores.

❖ **Avaliação e benefícios**

De acordo com os critérios de racionalidade económica e de continuidade de negócio alicerçados em princípios de segurança de abastecimento, segurança de pessoas e bens, respeito pelo ambiente, eficiência operacional e qualidade de serviço, que asseguram a sustentabilidade do sistema de distribuição de gás em Portugal, são definidas as prioridades e a calendarização dos investimentos a realizar.

A avaliação desenvolvida, além dos princípios, critérios e indicadores mencionados nos capítulos 8 e 9 quanto à definição dos investimentos a realizar, baseia-se na evolução do custo unitário (TOTEX por volume de gás veiculado) que permite apreciar o impacto do PDIRD-GN nas tarifas de acesso à rede de distribuição.

Os benefícios estão desenvolvidos no capítulo 10, e além da concretização dos próprios objetivos supramencionados, há que destacar os efeitos positivos nas dimensões social, económica, segurança e ambiental.

De referir, quanto à dimensão ambiental, além dos benefícios iniciais da introdução do GN, com a injeção gradual de gases renováveis, os ORD estarão a contribuir para os desígnios da política nacional e europeia de

neutralidade carbónica com a utilização das infraestruturas de distribuição de gás como alternativa económica mais eficiente e menos penalizadora para Portugal.

De referir ainda o contributo e alinhamento com os desafios para a neutralidade carbónica e a política de energia e clima definida no PNEC 2030.

#### ❖ Evolução do PDIRD-GN

Considerando que as propostas de PDIRD-GN dos ORD são revistas a cada 2 anos e com o desenvolvimento crescente das orientações e ações do PNEC 2030, para com as quais a GGND se tem mobilizado, nomeadamente através do desenvolvimento de projetos piloto de injeção de gases renováveis (hidrogénio e de biometano) nas redes de distribuição:

- Em colaboração com as entidades públicas e o Governo, a GGND atuará de forma proativa na identificação de oportunidades para desenvolver estes projetos e acompanhará de forma participativa os projetos de inovação e de injeção de gases renováveis que poderão surgir nas áreas de concessão ou de licenças dos seus ORD, de forma a garantir alocação de investimento aos projetos que se venham a identificar, promovendo também a articulação da evolução de investimento com as novas metas para gases renováveis a fixar pelo Governo na Estratégia e Plano de Ações para o hidrogénio;
- Foi contemplada, como investimento de convergência, uma verba total de 10,6 milhões de euros para projetos piloto e para a necessidade de adaptação de novas tecnologias subjacentes à utilização de gases renováveis em propostas de PDIRD-GN 2020 de alguns ORD do grupo GGND. A GGND, com a sua gestão integrada dos seus 9 ORD não deixará de acompanhar da mesma forma a evolução da necessidade de incorporação de gases renováveis em qualquer das áreas de concessão ou de licenças. A visão global da realização dos investimentos possibilita uma gestão de investimento mais eficiente na alocação dos montantes por cada ORD.

- Os investimentos contemplados nesta proposta de PDIRD-GN, quer sejam, de conformidade para assegurar a qualidade de serviço, a segurança e a fiabilidade de abastecimento e para potenciar a eficiência das operações, ou sejam, de rentabilização dos ativos existentes com o contributo de novos consumidores e volume de gás, estão completamente enquadráveis com as novas metas para os gases renováveis a fixar na Estratégia e Plano de Ações para o hidrogénio, a aprovar brevemente;
- Para efeito de estimativa de consumo de gás, e por simplificação das projeções e dos cenários de procura, consideramos somente o GN, sem prejuízo das metas de introdução de gases renováveis que venham a ser definidas pelo Governo e que os ORD do grupo GGND tomarão em consideração.

Adicionalmente às orientações da política de energia e clima, a Beiragás elaborou esta proposta para o período 2021-2025, tendo igualmente em consideração a evolução do enquadramento regulamentar, as recomendações da DGEG e os pareceres da ERSE e do Operador da RNTGN bem como as apreciações do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e ainda as contribuições das demais entidades que participaram na consulta pública às propostas de PDIRD-GN 2019-2023, nomeadamente a Autoridade da Concorrência, a CIP e a DECO.

Quanto à consulta pública, há que referir algumas reações abonatórias face à evolução dos PDIRD-GN, nomeadamente quanto à sua estrutura, conteúdos e harmonização entre todos os ORD do SNGN.

Foram unânimes as reações positivas quanto à evolução do PDIRD-GN face ao PDIRD-GN anterior referente, merecendo particular destaque a melhoria qualitativa dos planos e a harmonização das propostas entre todos os ORD.

A ERSE, no seu parecer, destacou os seguintes aspetos:

- *“Tal como assinalado pela ERSE durante a Consulta Pública às propostas de PDIRD-GN 2018, observaram-se melhorias significativas na qualidade dos planos submetidos, seguindo uma*

*tendência que já se tinha verificado após a emissão do seu parecer às propostas de PDIRD-GN 2014.”*

- *“Esta melhoria verifica-se tanto na qualidade da informação disponibilizada, como no detalhe dos pressupostos que sustentam as previsões apresentadas, assim como numa melhor sustentação técnica e económica dos critérios e estratégias seguidos pelas empresas.”*
- *“Em particular, face à anterior edição de propostas de PDIRD-GN 2016, assinala-se o esforço no exercício de valorização de benefícios por parte de todos os Operadores de Redes de Distribuição (ORD).”*
- *“No entanto, essa maior qualidade das propostas de PDIRD GN-2018 acaba por evidenciar que as estratégias de investimento seguidas pelos ORD não assentam em princípios e critérios comuns.”*

A presente proposta, além do aperfeiçoamento dos aspetos positivos destacados pela ERSE, já incorpora as recomendações de melhorias mencionadas. Indo ao encontro da metodologia da ERSE, mantivemos os cenários de procura para a avaliação do impacto tarifário do plano de investimento.

No quadro seguinte apresenta-se uma síntese comparativa das propostas de PDIRD-GN 2018 e 2020.

Quadro 1 - Síntese comparativa dos PDIRD-GN 2018 e 2020

Investimento (m€)	PDIRD-GN 2019-2023		PDIRD-GN 2021-2025		Variação	
Investimento DN - Ligação de clientes	5 957	70%	4 350	37%	-1 607	-27%
Investimentos em Outras Infraestruturas	821	10%	989	8%	168	20%
Investimento em Outras Atividades	1 751	21%	1 586	13%	-165	-9%
<b>Sub-total 1</b>	<b>8 529</b>	<b>100%</b>	<b>6 925</b>	<b>59%</b>	<b>-1 604</b>	<b>-19%</b>
<b>Novos Polos</b>						
Investimento DN - Ligação de clientes			4 602	39%	4 602	
Investimentos em Outras Infraestruturas			248	2%	248	
<b>Sub-total 2</b>			<b>4 850</b>	<b>41%</b>	<b>4 850</b>	
<b>Total</b>	<b>8 529</b>	<b>100%</b>	<b>11 774</b>	<b>97%</b>	<b>3 246</b>	<b>38%</b>

O investimento para o próximo quinquénio é superior ao anterior PDIRD-GN somente devido à expansão para os 2 novos concelhos (Oliveira do Hospital e Vila Velha do Ródão) mas que se justifica pelo racional do investimento, assente na otimização e rentabilização de ativos estruturantes já existentes e que contribui para a mitigação de eventuais assimetrias regionais em termos de acesso a esta fonte de energia, nomeadamente para a competitividade da indústria localizada nestes concelhos e para os habitantes em geral.



## 03 Enquadramento e âmbito





### 03.1 Enquadramento legislativo e regulamentar do PDIRD-GN

A proposta de PDIRD-GN 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 ORD devem elaborar, nos anos pares, um PDIRD-GN. Este deve basear-se na caracterização técnica das redes e na oferta e procura, atuais e previstas, aferidas com base na análise do mercado, e que devem estar coordenados com o PDIRGN e ter em conta o objetivo de facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura.

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

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

※ **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.

### 03.2 Distribuição de GN em Portugal

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

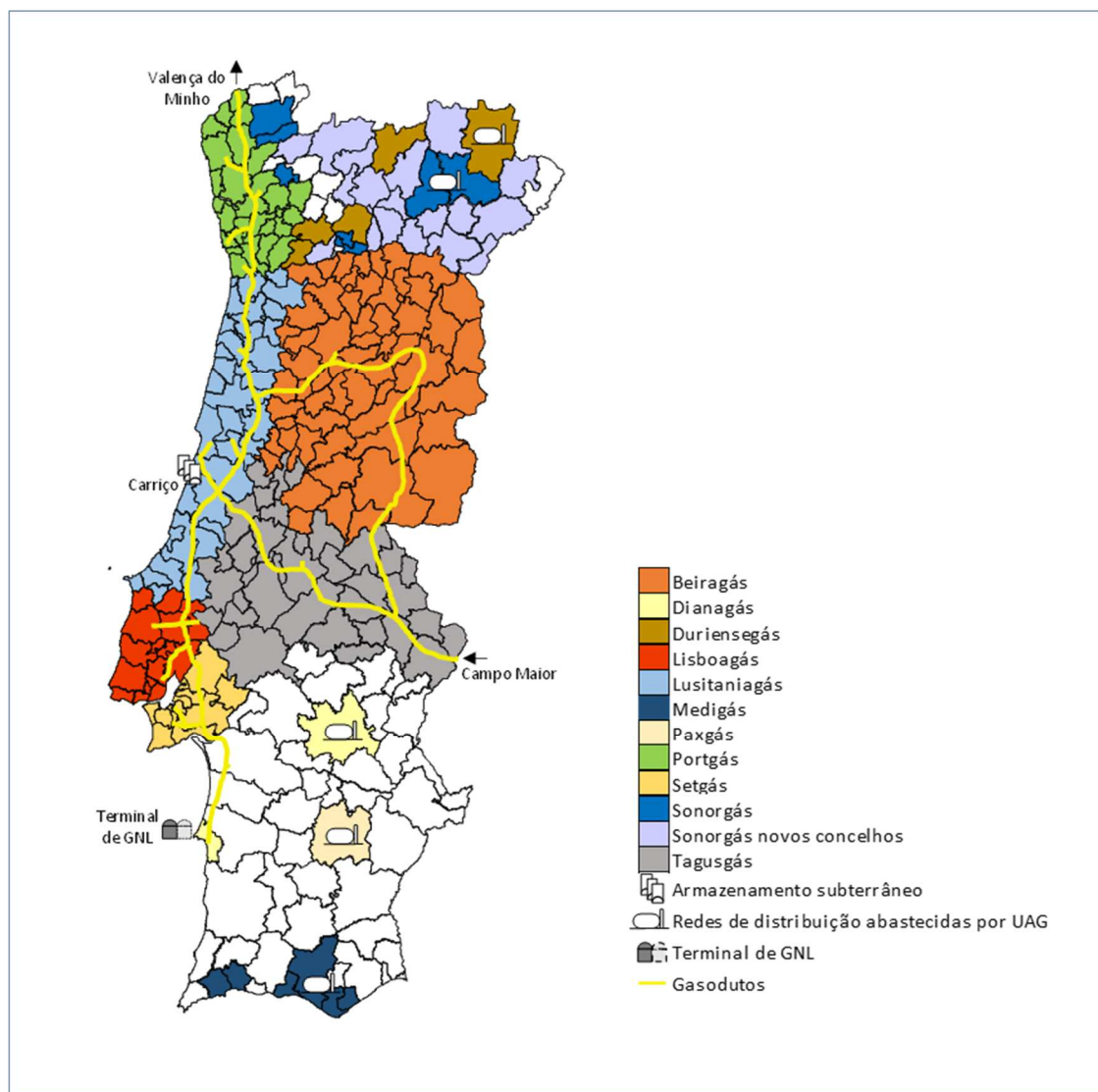


Figura 2 - Concessões e licenças de distribuição de GN em Portugal (fonte: ERSE)

Estas empresas podem ser agrupadas em 3 grupos de acordo com as suas especificidades e o ano de início da atividade de distribuição.

- 4 empresas com atividade de ORD que formalizaram as suas concessões no ano de 1993: LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás. LisboaGás, Lusitaniagás e Setgás pertencem ao grupo GGND.
- 2 empresas integradas (ORD + CURr) que iniciaram a concessão em 1998: Beiragás e Tagusgás, ambas pertencentes ao grupo GGND.
- 5 empresas integradas (ORD + CURr) de menor dimensão, têm a sua atividade regida por licenças locais de distribuição atribuídas entre os anos 2002 e 2019: Sonorgás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás, sendo que estas últimas quatro pertencem ao Grupo GGND.



O grupo GGND tem uma experiência própria e única por ter a responsabilidade de gestão de 9 ORD, facto que lhe confere um conhecimento profundo de todas as realidades e especificidades inerentes aos 3 grupos de operadores referidos.

A atividade de distribuição é uma atividade regulada da cadeia de valor do GN em Portugal. Cada ORD atua numa área geográfica exclusiva com base num contrato de concessão ou licença.



Figura 3 - Cadeia de valor do Sistema Nacional de Gás Natural



### 03.3 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 ORD.

A atividade de distribuição deve assegurar a operação das infraestruturas em condições técnicas e económicas adequadas.

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

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

Integram-se no objeto da concessão:

- O recebimento, a veiculação e a entrega de GN através da rede de distribuição;
- A **construção**, a **manutenção**, a operação e a exploração de todas as infraestruturas que integram a RNDGN, na área correspondente à concessão, bem como, 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 Concessionária deve desempenhar a atividade de distribuição de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço público e adotar, para o efeito, os melhores procedimentos, meios e tecnologias utilizados no setor do gás, com vista a **garantir**,



designadamente, a **segurança de pessoas e bens e a segurança do abastecimento**.

A Concessionária deve, ainda, **manter**, durante o prazo de vigência da concessão, em **permanente estado de bom funcionamento, conservação e segurança**, os bens e meios afetos à concessão, efetuando para tanto **as reparações, renovações, adaptações e modernizações** necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

### 03.4 Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN

A proposta de PDIRD-GN está enquadrada nas preocupações da empresa:

- Em garantir o cumprimento das obrigações atribuídas ao ORD e mencionadas no ponto anterior;
- Em contribuir para a sustentabilidade do sistema de distribuição, do sistema tarifário, da competitividade e da própria sustentabilidade do mercado;
- Em contribuir para o alinhamento estratégico da gestão e operação da rede de distribuição nacional com a política de transição energética, nomeadamente em articulação com as metas para gases renováveis fixadas, pelo Governo, na Estratégia e Planos de Ações para o hidrogénio.

Para a Beiragás o planeamento de investimento está orientado pela racionalidade económica num contexto de preocupação da sustentabilidade do sistema, considerando todas as variáveis que condicionam o nível das tarifas e a competitividade no setor:

- Custos operacionais de exploração (OPEX);
- RAB e taxas de remuneração;
- Pontos de consumo e volume de distribuído;
- Qualidade de serviço e satisfação dos consumidores;
- Segurança de pessoas e bens;
- Segurança de abastecimento;
- Sinergias da organização na gestão das atividades de investimento e de exploração.

- Condição de equilíbrio económico e financeiro definida no contrato de Concessão.

O modelo de regulação dos proveitos da atividade de distribuição baseia-se num modelo misto que combina uma metodologia do tipo *price cap* no OPEX (custos de exploração) e do tipo *rate of return* no CAPEX (custos de investimento, inclui o valor das amortizações e depreciação do ativo fixo em exploração e a sua remuneração).

O sistema tarifário regulado estabelece o princípio da uniformidade nas tarifas de acesso à rede de distribuição aplicadas a todos os clientes do sistema pelo que as eventuais diferenças nas estratégias de escolha e planeamento de cada ORD, terão impactes diferenciados nos preços finais do GN.

Contrariamente à atividade de transporte assegurada por um único ORT, a atividade de distribuição é assegurada por 11 ORD em áreas geográficas exclusivas. Estes 11 ORD pertencem a 3 grupos empresariais distintos com políticas e estratégias próprias. Esta realidade não pode deixar de estar presente na apreciação das propostas, nos pareceres das entidades e no próprio processo de sua aprovação.

O ORD tem um papel fundamental na sustentabilidade do mercado, o que lhe confere uma responsabilidade inequívoca na promoção da infraestrutura e na gestão de custos e de investimento que constituem a base de definição das tarifas de uso da rede de distribuição, contribuindo para a competitividade do mercado e da sua própria sustentabilidade.

O modelo do setor do gás leva os ORD a assumir um papel ativo na promoção das redes e das suas utilizações domésticas (cozinhar, aquecimento de águas e do ambiente) mas também industriais, para incrementar os níveis de procura, em substituição de energias mais poluentes, e desta forma contribuir positivamente para o nível das tarifas.

Esta responsabilidade é ainda mais fundamental num cenário de novos desafios decorrentes da transição energética para uma economia neutra em emissão de carbono e onde as redes de distribuição irão possibilitar a injeção de gases renováveis.

Desta orientação resulta um plano de investimento com valores estáveis ao longo dos anos e um nível bastante moderado<sup>9</sup> que permite acomodar os seus impactes nas tarifas, sem pressão inflacionista, tendo em consideração a evolução do valor do RAB e do comportamento da procura de GN (ou futuramente de gases renováveis) para efeito de consumo doméstico ou industrial.

Para o determinado nível estável de investimento, a escolha dos projetos tem subjacente o equilíbrio entre investimento em DN (de expansão) e os outros investimentos, a cobertura geográfica, o potencial de consumo, o estado e desempenho dos ativos em serviço, as obrigações legais e regulamentares e o grau de criticidade de novas necessidades para assegurar, por um lado, a manutenção das sinergias de custos das operações de manutenção, dos serviços técnicos e do sistema de piquete de emergência para um período mais duradouro possível, e por outro os objetivos definidos para o plano.

A definição de um esforço anual de investimento menor que a redução anual do RAB induzido pelo valor das amortizações do ativo, não permite a reposição da base dos ativos remunerados e conseqüentemente contribui para a redução da tarifa de acesso às redes de distribuição.

Os objetivos do plano consistem em assegurar as melhores condições técnicas e económicas da atividade de distribuição, conforme previsto no contrato de concessão, e em dar continuidade ao projeto de gaseificação da área da concessão da Beiragás, num ritmo mais contido mas com um esforço sustentado ao longo do período, assegurando também a obrigação de ligação à RNDGN dos pedidos de acesso apresentados por requisitantes que desejem consumir gás, nos termos previstos na legislação aplicável. Esta obrigação está prevista no RRC<sup>10</sup>, no capítulo sobre as ligações às redes que define que os ORD, 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 m<sup>3</sup> (n).

<sup>9</sup> Tomando em consideração a redução anual do RAB

<sup>10</sup> Artigo 165º do RRC republicado em abril de 2018





- ❖ Das instalações de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 mil m<sup>3</sup> (n), desde que os mesmos se situem dentro da área de influência da rede de distribuição.

A gestão integrada da GGND dos seus 9 ORD e considerando a sua estratégia de sustentabilidade das tarifas e do próprio SNGN, possibilita uma visão global dos impactes agregados e conseqüentemente, uma gestão de investimento mais eficiente na alocação dos montantes por cada ORD.

Neste contexto, o montante anual de investimento proposto não está totalmente condicionado pelo nível de maturidade da cobertura de mercado, mas antes ponderado e orientado por uma gestão responsável na distribuição do esforço de investimento por um horizonte temporal mais adequado ao sistema de oneração das tarifas.

Este esforço de nivelamento do investimento anual favorece igualmente a estabilidade de todas as empresas envolvidas, nomeadamente quanto à manutenção de postos de trabalho locais relacionados com as atividades que suportam o investimento do ORD e que são asseguradas por empresas especializadas do setor gasista. De referir que a GGND também poderá vir a desempenhar um papel ativo na adaptação e qualificação desta mão de obra técnica especializada da indústria gasista para o novo quadro de introdução, distribuição e consumo de gases renováveis.

O investimento programado da Beiragás, em termos gerais, após uma tendência acentuada de desaceleração verificada no período de 2008-2015, caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os **2 M€** para o período 2015-2025, substancialmente inferior ao valor registado em 2008 de **10,5 M€**, ou seja, menos 81% do esforço de investimento anual.

De referir que este plano de investimento da Beiragás considera desenvolver infraestrutura de distribuição de gás em 2 novos concelhos, resultante de uma oportunidade para otimizar ativos existentes:

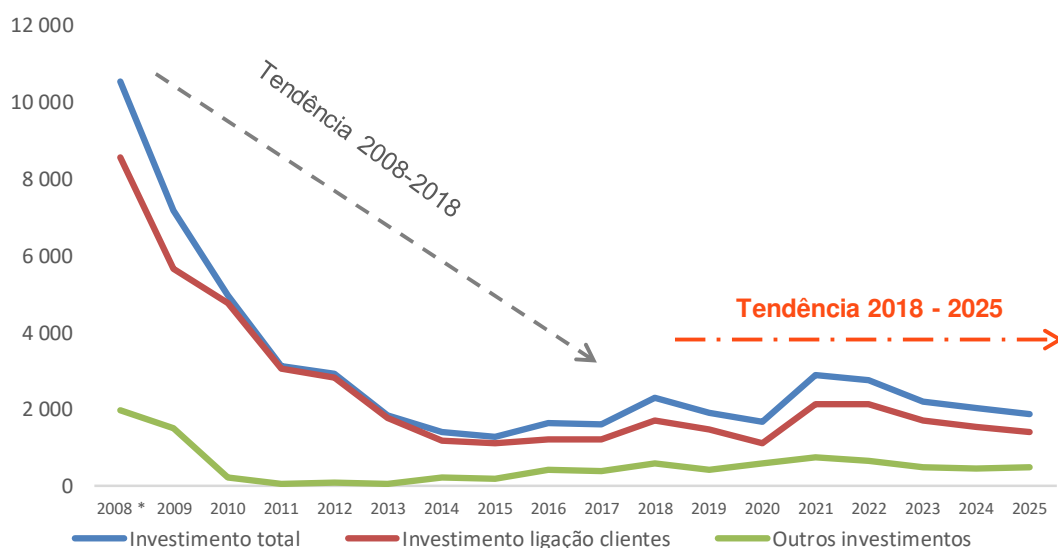
- Oliveira do Hospital: Este projeto, além de dar resposta aos empresários do polo industrial do concelho e contribuir para o anseio do próprio município manifestado já em tempos, permitirá a racionalização dos ativos da Beiragás pela reutilização de uma UAG atualmente parada. Este projeto de otimização de ativos

existentes contribuirá para a melhor utilização e rentabilização de investimento estruturante já realizado. Concretamente, trata-se da reutilização de uma unidade que era utilizada para fornecer um cliente industrial em Vilar Formoso que encerrou a sua atividade. A solução técnica passará por instalar a unidade numa zona industrial de Oliveira do Hospital, permitindo com uma pequena extensão de rede a ligação de um conjunto de consumidores industriais cujo pedido de ligação já foi formalizado junto da Beiragás. Posteriormente, ainda no horizonte do plano, será efetuada a ligação à malha urbana do concelho, no sentido de levar esta energia a um vasto conjunto de famílias e pequenos negócios.

- Vila Velha do Ródão: A zona industrial já está abastecida por uma rede em MP. Com este investimento estruturante já realizado, estão reunidas as condições mínimas para podermos disponibilizar GN ao centro urbano sem necessidade de onerosos investimentos. Este projeto também contribuirá para otimizar a utilização da infraestrutura estruturante existente.

Estes 2 projetos baseiam-se em premissas e fundamentos semelhantes quanto à otimização e rentabilização de ativos já existentes. Adicionalmente, estes projetos permitem expandir a infraestrutura de distribuição a novas áreas geográficas e elevar o potencial para futura distribuição de gases renováveis.

Investimento (mil €)



\* ano de assinatura dos atuais contratos de concessão início do novo enquadramento legislativo ("unbundling das atividades")

Figura 4 - Evolução do investimento na concessão

### 03.5 Acompanhamento do PDIRD-GN (2019-2023)

Quadro 2 - Síntese do investimento 2019/2020

Síntese do Investimento (m€)	2019/2020	PDIRD-GN	Variação	
Investimento DN - Ligação de clientes	2 594	2 430	163	7%
Investimentos em Outras Infraestruturas	540	333	207	62%
Investimento em Outras Atividades	449	546	-98	-18%
<b>Total</b>	<b>3 583</b>	<b>3 310</b>	<b>273</b>	<b>8%</b>

Informação detalhada em anexo

Estando concluído o primeiro ano do plano 2019-2023 apresenta-se no quadro acima o nível de concretização financeira verificado em 2019 e 2020 (previsto).

A empresa estima uma realização residual de mais 8% de investimento face ao previsto, ou seja, 273 mil euros.

A gestão integrada da GGND dos seus 9 ORD lhe confere uma visão global e transversal da evolução do investimento de cada um dos ORD, sendo que,

qualquer necessidade adicional de investimento face ao projetado é compensado com dotação de outro ORD.

De facto, num contexto de uniformidade tarifária, o impacte do investimento realizado não depende da área geográfica em que esse seja realizado, se o valor agregado de todos os ORD não exceder o montante global planeado.

Assim, nesse período 2019-2020, o valor agregado de todos os ORD do grupo GGND, ficou aquém do valor previsto em 1,64 M€, o que representa um desvio de – 3%.

No que se refere ao diferencial, importa referir que 60% deste, tem origem no investimento em ligação de clientes e desenvolvimento de negócio. Trata-se de uma variação que decorre essencialmente de um acompanhamento da procura e evolução do setor. Este investimento em desenvolvimento de negócio traduz-se diretamente num incremento de novos consumidores e volume.

O comportamento positivo da ligação de novos consumidores resulta da dinâmica do mercado e da vontade em aderir ao GN. De facto, tem-se verificado uma adesão dos consumidores acima do inicialmente projetado o que testemunha a boa recetividade do GN.

Conforme ilustrado no quadro 3, no que se refere à ligação de clientes, verifica-se um desempenho francamente positivo, 10% face ao previsto.

Quadro 3 - Realização física 2019/2020

<b>Realização Física</b>	<b>2019/2020</b>	<b>PDIRD-GN</b>	<b>Variação</b>	
PA ligados no período	2 148	1 947	201	10%
Volume total (GWh)	2 019	1 951	68	3%

De referir ainda que face à projeção de volumes que serviu para a avaliação dos impactes na tarifa e plano de investimento, estima-se um desvio favorável face ao PDIRD-GN em 3%.

No anexo 08.1 consta informação detalhada.

# 04 Desafios da transição energética para a neutralidade carbónica



## 04.1 Contexto

O Relatório Especial publicado, em outubro de 2018, pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC)<sup>11</sup>, relativo aos impactos de um aquecimento global de 1,5°C acima dos níveis pré-industriais e respetivas vias de emissões de gases de efeito estufa (GEE) confirma que os impactos das alterações climáticas aumentam rapidamente com o aumento da temperatura média global. É estimado que, para se limitar o aumento de temperatura a 1,5°C, é necessário envidar todos os esforços, à escala global, para que em 2050 se alcance o estado de neutralidade relativamente a emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

Este urgente desafio incitou a que a União Europeia (UE) reforçasse a sua posição de liderança em matérias climáticas, e, conforme estabelecido na estratégia "*A Clean Planet for All - A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate-neutral economy*", a dezembro de 2019, Ursula von der Leyen, Presidente da Comissão Europeia, apresentou o *roadmap* que reafirma a ambição de tornar a Europa no primeiro continente neutro em carbono em 2050: "*The European Green Deal*".

Uma das áreas prioritárias apresentadas neste *roadmap* é a descarbonização do sistema energético como um todo. Sabendo que a produção e utilização de energia nos diversos setores económicos são responsáveis por mais de 75% das emissões com GEE na EU, é imperativo descarbonizar este sector<sup>12</sup>. Tendo isto em consideração, a Comissão já expressou a sua intenção em aumentar a meta vinculativa de redução de emissões de GEE estabelecida para 2030 para, pelo menos, 50% (em vez de 40%<sup>13</sup>), ou mesmo aproximar-se dos 55%, em comparação com os níveis registados em 1990<sup>14</sup>.

De acordo com a Comissão Europeia<sup>15</sup>, o sector energético europeu tem necessariamente de sofrer uma transformação, com a utilização

---

<sup>11</sup> Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), outubro 2018

<sup>12</sup> European Commission, March 2020

<sup>13</sup> Comissão Europeia, dezembro 2019

<sup>14</sup> Em 2014, o Conselho Europeu definiu metas vinculativas em matéria de energia e clima, para cumprimento até 2030. Para as emissões de GEE, foi estabelecida a redução mínima de 40%, comparativamente aos níveis registados em 1990. ec.europa.eu

<sup>15</sup> European Commission, december 2019

progressiva de energia renovável e a descarbonização do setor gasista, ao mesmo tempo que se procederá ao *phase out* do carvão, numa perspetiva *coal-to-gas*. Simultaneamente, o aprovisionamento energético terá de ser garantido a preços acessíveis.

Para que tudo isto seja uma realidade, é essencial assegurar um mercado energético totalmente integrado e interligado.

A transição para a neutralidade carbónica irá, portanto, requerer adaptações ao nível das infraestruturas energéticas e do seu consequente enquadramento regulatório, de modo a assegurar consistência com o objetivo de descarbonização. Este enquadramento deve promover a produção de gases renováveis, como biometano e hidrogénio verde, bem como o desenvolvimento de tecnologias inovadoras que favoreçam a integração entre o setor elétrico e o de gás, numa ótica de *sector coupling*, tais como *power-to-gas* (PtG), captura, armazenamento ou utilização de carbono (CCS/U), ou como redes de hidrogénio. Quanto às redes de distribuição de gás hoje disponíveis na EU, a Comissão é clara: as infraestruturas e ativos existentes têm de ser adaptados para que continuem a ser utilizadas no seu propósito.

A GGND, enquanto líder na distribuição de gás natural em Portugal, vê com agrado que Portugal tem dado importantes passos nestas matérias de descarbonização, tendo assumido o compromisso de transitar para uma economia neutra em carbono até 2050, não deixando, contudo, de olhar para a infraestrutura de gás natural como um importante ativo em todo este processo.

Com efeito, as ações apontadas no PNEC 2030, sobre a importância das infraestruturas de gás para distribuir gases renováveis, são disso um exemplo.

A seção seguinte identifica as linhas de atuação e medidas de ação apresentadas no PNEC 2030 nas quais se refletem as ambições da GGND, no que toca à adaptação do nosso core business, a curto-médio prazo.

## 04.2 Orientações estratégicas para a descarbonização do setor do gás em Portugal

A GGND está ciente que a descarbonização do setor energético será um processo gradual, que terá de estar alinhado com a estratégia nacional. Neste domínio, o PNEC 2030 apresenta-se como um importante *roadmap*, estabelecendo objetivos nacionais para o horizonte 2030 que contribuirão positivamente para descarbonização da economia, ao mesmo tempo que se garante a segurança energética e se desenvolve a investigação, inovação e competitividade.

Assim, de forma a adaptar os investimentos necessários aos nossos ativos, de modo a que estes estejam preparados para os desafios da transição energética, acreditamos que faz todo o sentido que o presente PDIRD-GN tenha em conta as linhas de atuação e medidas de ação expostas no PNEC 2030, já que estas poderão orientar o futuro do setor até 2030.

De um modo geral, a visão apresentada no PNEC quanto ao futuro das infraestruturas de gás em Portugal é clara e alinhada com a ambição da GGND: *"as atuais infraestruturas de receção, armazenamento, transporte e distribuição de gás natural desempenharão um importante papel ao permitir a introdução, distribuição e consumo de gases renováveis, em particular o biometano e o hidrogénio, nos vários setores da economia, permitindo alcançar níveis mais elevados de incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final de energia"*.

Nesta perspetiva, enumeram-se de seguida as principais orientações estratégicas apresentadas no PNEC, cuja concretização contribuirá para a descarbonização do setor de gás em Portugal:



Quadro 4 – Principais orientações estratégicas do PNEC

Dimensão	Linha de atuação	Medidas de ação
Descarbonização	Promover a produção e consumo de gases renováveis	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regulamentar a injeção de gases renováveis [Data prevista: 2020]</li> <li>• Estudar e definir metas de incorporação de gases renováveis [Data prevista: 2020-2021]</li> <li>• Definir e implementar um sistema de certificação de qualidade para os gases renováveis [Data prevista: 2020-2025]</li> <li>• Implementar um sistema de garantias de origem para os gases renováveis [Data prevista: 2020-2022]</li> <li>• Promover a produção e o consumo de hidrogénio verde [Data prevista: 2020-2030]</li> </ul>
	Promover a utilização eficiente de energias renováveis nos sistemas de aquecimento e arrefecimento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover a aquisição e renovação de sistemas de produção de calor e frio a partir de fontes renováveis de energia [Data prevista: 2020-2030]</li> </ul>
	Promover infraestruturas de abastecimento de combustíveis alternativos no que respeita a combustíveis limpos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover a instalação de pontos de abastecimento de combustíveis líquidos e gasosos 100% renováveis em frotas de transportes públicos e de serviço municipal [Data prevista: 2020-2030]</li> <li>• Promover e apoiar a instalação de pontos de abastecimento a hidrogénio verde [Data prevista: 2020-2030]</li> <li>• Promover o desenvolvimento de uma infraestrutura para o fornecimento de fontes renováveis de energia aos navios em porto [Data prevista: 2020-2030]</li> </ul>
Segurança Energética	Promover os sistemas de armazenamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover a realização de um <i>roadmap</i> para o armazenamento em Portugal [Data prevista: 2020-2025]</li> <li>• Promover a implementação de projetos de armazenamento associados a centros electroprodutores renováveis [Data prevista: 2020-2025]</li> </ul>
	Promover o adequado planeamento do sistema energético nacional rumo à transição energética (desafio da incorporação cada vez maior de gases renováveis no SNGN)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Adequar e fomentar a melhoria contínua dos instrumentos de planeamento das redes. (Na preparação e laboração dos PDIRD, serão fomentadas e definidas diretrizes com vista à sua melhoria contínua de forma a serem produzidos documentos com maior transparência, clareza e rigor) [Data prevista: 2020-2030]</li> </ul>
	Ajustar o papel do gás natural na matriz energética, apostando na descarbonização do setor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abordar o gás natural como elemento de flexibilidade do sistema electroprodutor [Data prevista: 2020-2030]</li> <li>• Adequar o planeamento da rede à transição energética [Data prevista: 2020-2030]</li> </ul>
Investigação, inovação e competitividade	Incentivar I&D&I em energias renováveis, armazenamento, hidrogénio, biocombustíveis avançados e outros combustíveis 100% renováveis	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover a articulação com as Agendas Temáticas de Investigação e Inovação da Fundação para a Ciência e Tecnologia [Data prevista: 2020-2030]</li> <li>• Promover programas nacionais de I&amp;I para apoio ao desenvolvimento tecnológico [Data prevista: 2020-2030]</li> <li>• Promover um laboratório colaborativo para os gases renováveis [Data prevista: 2020-2025]</li> <li>• Promover a formação de técnicos especializados [Data prevista: 2020-2025]</li> </ul>



A seção seguinte ilustra um possível resultado da aplicação das linhas de atuação acima descritas. Será dado ênfase ao modo de como as infraestruturas de distribuição de gás poderão contribuir para a viável descarbonização do setor energético nacional. É igualmente descrito o contributo do setor de gás, nomeadamente dos gases renováveis, nos diferentes segmentos económicos (transportes, produção de energia, produção de calor) no objetivo nacional de neutralidade carbónica.

### **04.3 Papel das infraestruturas de distribuição de gás na descarbonização da economia**

A GGND identifica a transição energética como uma oportunidade para estimular o seu negócio. Ambicionamos construir um futuro onde o setor de gás contribui ativamente para uma economia nacional moderna, dinâmica e descarbonizada. Para que isto aconteça, queremos hoje preparar o caminho que possibilitará a descarbonização do setor energético, ao menor custo.

Embora atualmente as infraestruturas de gás sejam utilizadas exclusivamente para transportar gás natural, contribuído indiscutivelmente para a redução das emissões nacionais de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), estas poderão contribuir de modo ainda mais significativo ao permitirem a incorporação de gases alternativos, como biometano e de hidrogénio. A injeção destes na rede de gás poderá contribuir igualmente, de forma significativa, para o aumento do consumo de energia renovável a nível nacional, ajudando a cumprir exigentes metas<sup>16</sup> de energia e clima até 2030.

Além disto, as atuais infraestruturas de distribuição de gás em Portugal apresentam várias vantagens que refletem a sua eficiência no aprovisionamento energético<sup>17</sup> do país e que as podem tornar importantes

<sup>16</sup> Entre 45 e 55% de redução das emissões de GEE, face aos níveis de 2005; 47% de quota mínima de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto; 35% de redução no consumo de energia primária sem usos não energéticos.

<sup>17</sup> Em Portugal, considerando o ano gás 2019-2020, os operadores de distribuição de gás forneceram cerca de 26 GWh a mais de 1,5 milhões de pontos de abastecimento, dos quais a GGND é responsável por cerca de 14,5 GWh e por mais de 1,1 milhões de locais de consumo.

aliadas no desenvolvimento dos mercados nacionais de gases renováveis ou descarbonizados, nomeadamente:

- i. A sua capacidade de armazenamento poder ser utilizada para gerir e atenuar variações sazonais na procura e no fornecimento de energia renovável, conferindo flexibilidade ao sistema energético;
- ii. Infraestrutura resiliente e moderna (14,8 anos de idade média);
- iii. Maioritariamente construída em polietileno<sup>18</sup> (94%), possibilitando a injeção de hidrogénio até 100% (com as necessárias adaptações ao nível dos elementos metálicos, contadores, etc.);
- iv. Extensa capilaridade (extensão atual da rede  $\approx$  19 000 km, dos quais mais de 13 000 km são operados pela GGND);
- v. Possibilidade de distribuição de energia renovável entre os locais de produção e os locais de procura/escassez, ou entre áreas urbanas, industriais e rurais, reduzindo a necessidade de construção de novas infraestruturas elétricas;
- vi. O facto de as redes de distribuição estarem enterradas no subsolo e não visíveis à população é uma mais-valia em termos de segurança e de aceitação social.

Estamos, portanto, convictos que a infraestrutura de distribuição de gás em Portugal - moderna, extensa, resiliente e segura - deve ser adaptada e colocada à disposição deste importante desígnio nacional que é a descarbonização da economia, ou, mais particularmente, a descarbonização do setor energético.

Foi com base nesta convicção que colaborámos recentemente com a agência de consultoria internacional Afry (anteriormente designada Poyry) na realização de um estudo que permitiu compreender de que modo é

---

<sup>18</sup> Informação relativa à infraestrutura GGND.

que as infraestruturas de gás, com foco na distribuição, poderiam contribuir para a descarbonização da economia portuguesa. O estudo em questão, apresentado oficialmente em março de 2020, foi requerido pela Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural (AGN) e intitula-se "O papel das infraestruturas portuguesas de gás no processo de descarbonização"<sup>19</sup>.

Com o foco no cumprimento da meta de neutralidade carbónica em 2050, o projeto comparou dois possíveis cenários:

- a) Total eletrificação dos transportes, indústria e aquecimento/arrefecimento. Aqui, não são utilizados gases renováveis, nem existe desenvolvimento de tecnologias não-elétricas. Este cenário foi intitulado "*all-electric*";
- b) Um caminho onde o setor elétrico e o de gás se complementam, através do uso conjugado de energias renováveis e das redes de gás existentes (incluindo para distribuição de gases renováveis), numa ótica de *sector coupling*. Este cenário foi designado por "*zero-carbon gas*"<sup>20</sup>.

As conclusões gerais da análise feita pela Afry indicam que:

- A descarbonização do sistema energético português até 2050 é possível e poderá ser atingida de modo viável se Portugal fizer uso das infraestruturas de gás disponíveis (cenário "*zero-carbon gas*");
- Os "*zero-carbon gases*", como o hidrogénio verde e o biometano, devem ter um importante papel na descarbonização da economia portuguesa, não apenas durante a transição energética, mas também após esta se ter concretizado;
- Nove mil milhões de euros podem ser poupados à economia nacional, se Portugal fizer uso de tecnologias e infraestruturas de gás para atingir a meta da descarbonização (por comparação com o cenário "*all-electric*");

---

<sup>19</sup> Estudo original disponível em [The role of Portuguese gas infrastructure in the decarbonisation process](#)

<sup>20</sup> Esta designação, criada pela Afry, inclui hidrogénio, biometano e gás natural associado a captura e armazenamento de carbono (CCS).



- A complementaridade entre o setor elétrico e o de gás é especialmente relevante em Portugal, onde as recentes infraestruturas de gás podem ser facilmente adaptadas para distribuírem hidrogénio, evitando ativos ociosos e mitigando o risco de expansão excessiva de redes elétricas – o que representaria uma importante fração no custo total de descarbonização. A reutilização das redes de gás portuguesas reduz para metade a necessidade de expansão de redes elétricas.

Todas estas conclusões estão alinhadas com a visão europeia, nacional e com a ambição da GGND – as infraestruturas portuguesas de distribuição de gás têm de se preparar para um futuro onde diferentes tipos de gás (natural, renovável, descarbonizado) coexistam e possam servir para satisfazer as necessidades energéticas dos setores dos transportes, aquecimento/arrefecimento e produção de eletricidade.

Veremos seguidamente uma perspetiva das possíveis e principais vias de utilização de hidrogénio e biometano em Portugal até 2050, num sistema energético onde as redes elétricas e de gás se complementam (dados do estudo Afry).

### ❖ Transportes

O setor de transporte transita gradualmente de um segmento quase exclusivamente baseado em produtos petrolíferos para um amplamente elétrico (ligeiros) e à base de hidrogénio (veículos pesados).

- Pesados de passageiros: começam a usar H2 em 2030. Em 2050, a aderência a este vetor energético é praticamente total.
- Pesados de mercadorias: consoante a disponibilidade do mercado, este segmento começa, a partir de 2030, a tirar partido do hidrogénio.

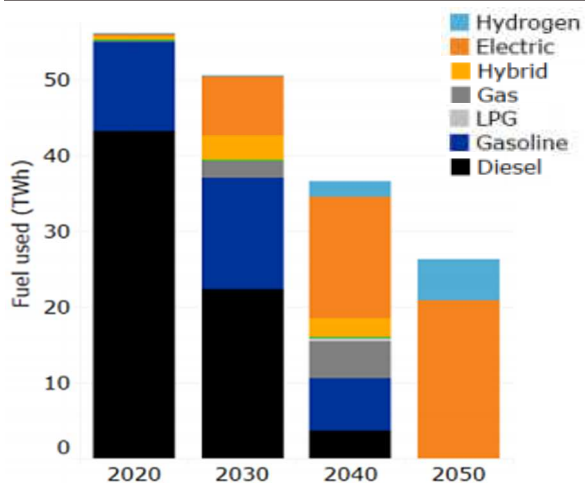


Figura 5 - Utilização de combustíveis para transportes, em Portugal, no cenário "zero-carbon gas".

#### ❖ Aquecimento e arrefecimento

Neste sector, existe um maior número de tecnologias disponível, pelo que há possibilidade de maior utilização das infraestruturas para distribuição de hidrogénio, biometano e gás natural (a longo-prazo associado a CCS).

- Setor residencial e terciário: o biometano atinge o pico de utilização neste segmento em 2030, década em que é gradualmente substituído por hidrogénio, para utilização em bombas de calor. Em 2050, quase todo o segmento será abastecido a energia elétrica, juntamente com uma pequena quantidade a hidrogénio.
- Setor industrial: *rollout* de caldeiras a H2, com início na década de 2040.

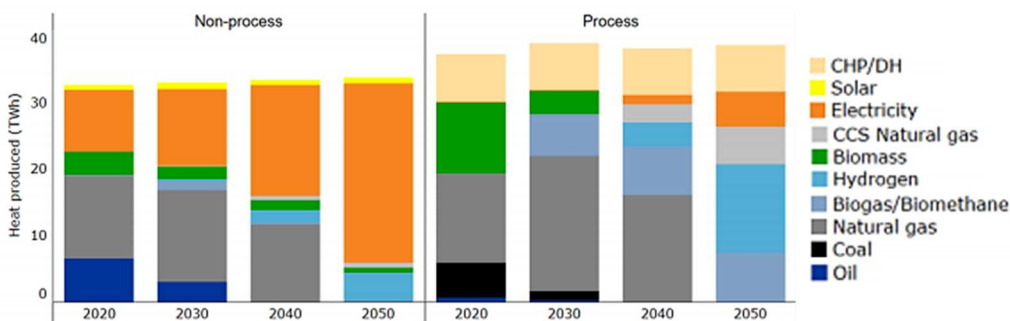


Figura 6 - Produção de calor em Portugal, por combustível, no cenário "zero-carbon gas".

### ❖ Produção de energia

A produção de hidrogénio é realizada via eletrólise e reformação de metano a vapor (SMR).

- Via SMR: o H<sub>2</sub> produzido a partir desta via estará disponível a partir de 2030, aumentando até 2040, permanecendo estável até 2050. Aqui, as emissões resultantes serão mitigadas com CCS.
- Via eletrólise: este tipo de H<sub>2</sub> está fortemente disponível em 2040. Perante a elevada capacidade instalada relativa a fontes de energia renovável, torna-se a via mais económica de produzir H<sub>2</sub>.

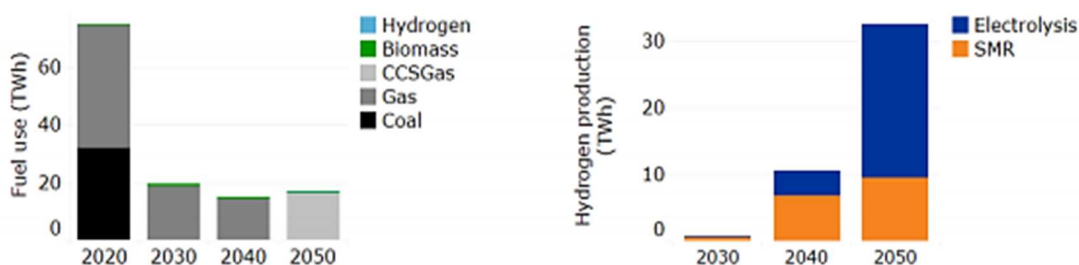


Figura 7 - Esquerda) Utilização por tipo de combustível para produção de energia elétrica, em Portugal, no cenário "zero-carbon gas"; Direita) Produção de hidrogénio em Portugal, no cenário "zero-carbon gas".

Além das conclusões relativas ao setor energético como um todo, foi dado enfoque ao futuro das redes de distribuição de gás em Portugal. Segundo a Afry, as redes de baixa e média pressão de gás serão um fator-chave para a descarbonização do setor energético e continuarão a desempenhar um papel relevante em 2050, conforme podemos verificar pela evolução da procura de energia nas redes de distribuição de gás em Portugal (figura anterior).

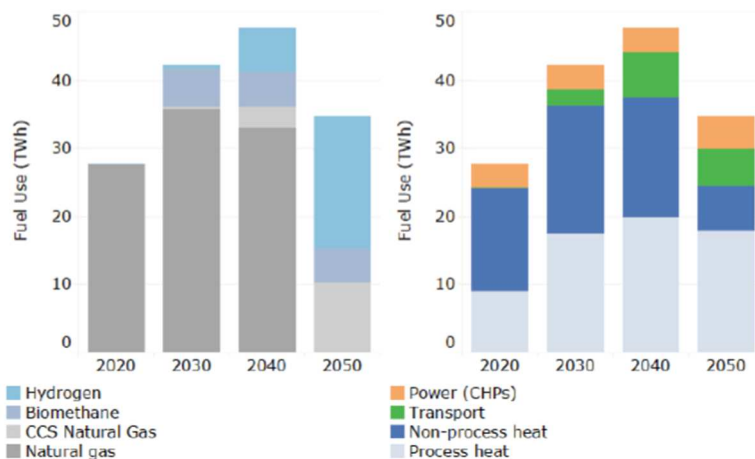


Figura 8 - Evolução da procura de energia nas redes de distribuição em Portugal, por tipo de combustível e por sector.

Entre 2020 e 2030, o consumo de gás para produção de calor no segmento industrial aumentará fortemente, dada a crescente utilização de caldeiras a gás. Embora a maioria deste consumo seja relativa a gás natural, em 2030, o biometano representará cerca de 13% do volume distribuído.

Em 2040, o hidrogénio representará 14% da energia fornecida pelas redes de distribuição, sendo que 70% será produzido via SMR, enquanto a capacidade de eletrólise estiver em desenvolvimento. Será também utilizado em postos de abastecimento de veículos e em equipamentos de produção de calor (segmentos residencial/terciário e industrial). A análise estima ainda que, em 2050, o hidrogénio consumido através das redes de distribuição de gás excede 20 TWh, dos quais 72% serão produzidos através de eletrólise (via *power-to-gas*). Isto indica que as atuais redes de gás permitirão distribuir hidrogénio:

- i. Em mistura com gás natural e/ou com biometano;
- ii. No seu estado puro (100% H<sub>2</sub>), depois de reconvertidas as atuais infraestruturas;
- iii. No seu estado puro (100% H<sub>2</sub>) em novas redes dedicadas para o efeito.

Dirigindo a análise a cada ORD<sup>21</sup> em Portugal e a cada distrito, o estudo em questão contou ainda com a identificação de potenciais clusters de CCS e de distribuição de hidrogénio e biometano, em 2050.

<sup>21</sup> ORD do grupo GGND e REN Portgás, ambos membros da AGN e com representação de 99% do volume de gás distribuído e Portugal.



DSO	District	% of demand		
		Hydrogen	CCS Natural gas	Biomethane
Beiragás	Castelo Branco	100%	-	-
Beiragás	Guarda	100%	-	-
Beiragás	Viseu	20%	20%	60%
Dianagás	Évora	100%	-	-
Duriensegás	Braganca	100%	-	-
Duriensegás	Vila Real	100%	-	-
Lisboagás	Lisboa	20%	10%	70%
Lusitaniagás	Aveiro	10%	60%	30%
Lusitaniagás	Coimbra	20%	10%	70%
Lusitaniagás	Leiria	20%	20%	60%
Medigas	Faro	100%	-	-
Portgas	Braga	100%	-	-
Portgas	Porto	20%	10%	70%
Portgas	Viana Do Castelo	100%	-	-
Paxgás	Beja	100%	-	-
Setgas	Setúbal	15%	36%	49%
Tagusgás	Portalegre	100%	-	-
Tagusgás	Santarém	20%	10%	70%

Figura 9 - Potencial participação de hidrogénio, biometano e gás natural (com CCS) nas redes nacionais de distribuição de gás em 2050.

Esta análise mostra de forma clara que os operadores da rede de distribuição de gás necessitam preparar-se para os potenciais consumos de biometano e de hidrogénio em aplicações tanto à escala industrial como à escala residencial. Além destes gases renováveis, alguns destes operadores terão igualmente de se preparar para a implementação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono, no sentido de combinação entre hidrogénio e gás natural.

Atendendo à abundância de recursos renováveis endógenos, nomeadamente de potencial solar e eólico, e às favoráveis condições da rede de distribuição, a Afry relembra que a Portugal são facultadas condições únicas que possibilitam o desenvolvimento à larga-escala de hidrogénio renovável a um dos custos mais baixos da Europa.

A agência recomenda ainda o estabelecimento de metas vinculativas que promovam a injeção e o consumo destes gases renováveis – aspeto fundamental em que o Governo Português está correntemente a desenvolver.

# 05 Caracterização das infraestruturas de distribuição



## 05.1 Implantação e cobertura geográfica

A concessão da Beiragás abrange 59 concelhos, dos quais 14 já se encontram infraestruturados em 2019 e no horizonte do PDIRD-GN serão 16:

Quadro 5 - Concelhos infraestruturados na concessão da Beiragás

Concelhos	Área (km2)	Densidade populacional	População	Alojamentos
Castelo Branco	1 438	38	54 409	38 282
Covilhã	556	90	49 749	34 213
Fundão	700	40	28 200	21 981
Guarda	712	58	40 994	27 796
Lamego	165	157	26 007	16 323
Lousã	138	125	17 331	10 568
Mangualde	219	89	19 485	13 113
Miranda do Corvo	126	103	12 984	7 365
Mortágua	251	37	9 344	6 007
Nelas	126	109	13 670	8 732
Oliveira do Hospital	235	89	20 855	13 678
Santa Comba Dão	112	100	11 166	7 080
Seia	436	55	23 795	17 693
Tondela	371	76	28 167	17 666
Vila Velha de Rodão	330	10	3 382	3 410
Viseu	507	194	98 424	54 008

Fonte: censos 2011



Figura 10 - Concelhos da concessão

A afetação das GRMS aos concelhos pressupõe a possibilidade real de passagem de gás dessa GRMS até clientes situados no concelho, ou seja, existe ligação com gradiente de pressão adequado, ainda que, dado o diâmetro das tubagens instaladas, o fluxo de gás possa ser muito pequeno.

A figura seguinte reflete o nível de cobertura dos concelhos da área de concessão da Beiragás e o peso de cada concelho em termos de PA ligados da empresa.

A taxa de cobertura foi apurada com base na informação dos pontos de abastecimento ligados e número de alojamentos familiares<sup>22</sup> existentes em cada freguesia dos concelhos onde a empresa assegura a distribuição de gás.

<sup>22</sup> Fonte: INE – Censos 2011

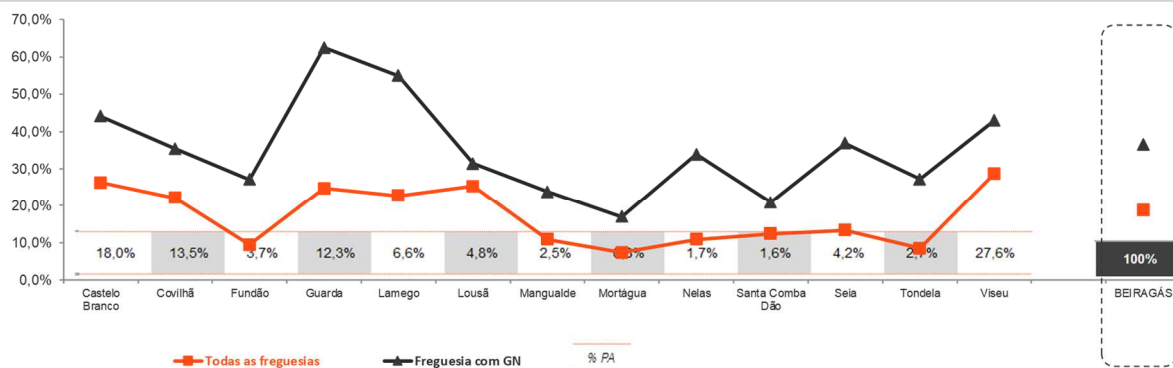
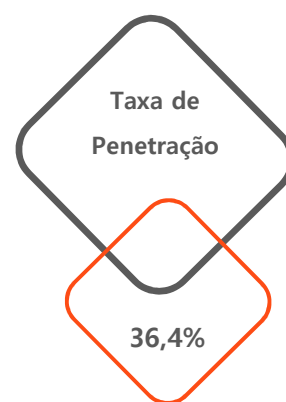


Figura 11 - Evolução da taxa de cobertura

Foram consideradas 2 situações:

- Taxa apurada considerando todas as freguesias dos concelhos abastecidos (“Todas as freguesias”).
- Taxa apurada considerando somente as freguesias abastecidas (“Freguesia infraestruturada”).

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



## 05.2 Dados históricos da Concessão

### ❖ Desenvolvimento das infraestruturas de distribuição

O quadro seguinte ilustra a cobertura regional das infraestruturas da empresa com a indicação dos pontos de ligação à RNTGN em cada concelho.

Quadro 6 - Infraestrutura em 2019

(unid.)	RP	PRM	RS	Ramais	Pontos de Abastecimento Ativos	Pontos de ligação à RNTGN ou UAG
	kms	#	kms	#	#	#
Castelo Branco	3	1	131	3 213	10 087	GRMS 10209
Covilhã	7	2	89	1 986	7 608	GRMS 10359
Fundão	0	1	35	527	2 091	GRMS 10309
Guarda	2	1	100	2 676	6 915	GRMS 10459
Lamego	0	0	38	878	3 708	UAG de Lamego
Lousã	0	0	42	856	2 675	UAG da Lousã
Mangualde	11	1	11	271	1 438	GRMS 11309
Miranda do Corvo	0	0	0	0	0	UAG da Lousã
Mortágua	12	2	28	758	449	GRMS 11109
Nelas	3	1	19	395	957	GRMS 11309
Santa Comba Dão	0	1	27	543	891	GRMS 11159
Seia	0	0	42	1 261	2 369	UAG de Seia
Tondela	0	1	43	902	1 506	GRMS 11209
Vila Velha de Rodão	8	0	0	0	4	GRMS 10159
Viseu	0	1	202	5 798	15 508	GRMS 11279
<b>Total</b>	<b>45</b>	<b>12</b>	<b>808</b>	<b>20 064</b>	<b>56 206</b>	

### ❖ Investimento Anual

O quadro seguinte apresenta o investimento<sup>23</sup> realizado nos 5 anos anteriores à proposta do PDIRD-GN para o quinquénio 2021-2025.

Quadro 7 - Investimento na concessão 2016 - 2020

Investimento (m€)	2016 <sup>R</sup>	2017 <sup>R</sup>	2018 <sup>R</sup>	2019 <sup>R</sup>	2020 <sup>E</sup>
Investimento DN - Ligação de clientes	1 218	1 213	1 704	1 488	1 106
Investimentos em Outras Infraestruturas	187	302	433	193	348
Investimento em Outras Atividades	223	84	172	223	226
<b>Total</b>	<b>1 628</b>	<b>1 598</b>	<b>2 309</b>	<b>1 903</b>	<b>1 680</b>

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 8. 9 e 10.

<sup>23</sup> Os valores de 2020 são previsionais

Quadro 8 - Investimento na concessão em desenvolvimento de negócio 2016-2020

<b>Investimento DN - Ligação de clientes</b> (m€)	<b>2016<sup>R</sup></b>	<b>2017<sup>R</sup></b>	<b>2018<sup>R</sup></b>	<b>2019<sup>R</sup></b>	<b>2020<sup>E</sup></b>
Rede Secundária	597	476	831	766	447
Ramais	163	185	212	172	199
Conversões e reconversões	401	428	480	392	320
Contadores / cadeias medida	58	123	181	157	140
<b>Total</b>	<b>1 218</b>	<b>1 213</b>	<b>1 704</b>	<b>1 488</b>	<b>1 106</b>
Novos clientes de GN (#)	1 132	1 192	1 355	1 266	882
Conversões e reconversões (#)	848	904	1 056	896	689
Rede Secundária (kms)	12	9	12	11	7
Ramais (#)	409	459	486	368	324
<b>Métricas Operacionais</b>					
Inv DN / Cliente (€ / PA)	1 076	1 017	1 258	1 175	1 254
Rede / Cliente (mts / PA)	10,2	7,3	9,0	8,4	7,9
Cientes / km rede (PA / km)	98	137	112	119	126
Cientes / Ramal	2,77	2,60	2,79	3,44	2,72

Quadro 9 - Investimento na concessão em outras infraestruturas 2016-2020

<b>Investimentos em Outras Infraestruturas</b> (m€)	<b>2016<sup>R</sup></b>	<b>2017<sup>R</sup></b>	<b>2018<sup>R</sup></b>	<b>2019<sup>R</sup></b>	<b>2020<sup>E</sup></b>
Rede Primária (outos: PRM, Servidões, ...)	10	12	133	33	22
UAG	0	4	0	15	266
RS - Anelagens e reestruturação	133	217	241	107	0
Rede Secundária - PRP	0	0	0	0	12
Rede Secundária - Outros	44	69	59	37	48
Renov. Rede e ramais	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>187</b>	<b>302</b>	<b>433</b>	<b>193</b>	<b>348</b>

Quadro 10 - Investimento na concessão em outras atividades 2016-2020

<b>Investimento em Outras Atividades</b> (m€)	2016 <sup>R</sup>	2017 <sup>R</sup>	2018 <sup>R</sup>	2019 <sup>R</sup>	2020 <sup>E</sup>
Renovação contadores / redutores	106	33	16	23	37
Sist. Informação	6		132	139	89
Edifícios e construções				2	
Proj. Cadastro	29		5	5	15
Outros	82	51	19	53	86
<b>Total</b>	<b>223</b>	<b>84</b>	<b>172</b>	<b>223</b>	<b>226</b>

### ❖ Consumidores ligados

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

Quadro 11 - Evolução dos pontos de abastecimento por tipo de uso 2016-2020

<b>Pontos de Abastecimento por segmento</b> (#)	2016 <sup>R</sup>	2017 <sup>R</sup>	2018 <sup>R</sup>	2019 <sup>R</sup>	2020 <sup>E</sup>
Doméstico	51 139	52 258	53 327	54 385	55 134
Terciário	1 228	1 360	1 428	1 492	1 505
Indústria	275	273	284	286	293
<b>Total</b>	<b>52 642</b>	<b>53 891</b>	<b>55 039</b>	<b>56 163</b>	<b>56 932</b>

Quadro 12 - Evolução dos pontos de abastecimento por nível de pressão

<b>Pontos de Abastecimento por nível de pressão</b> (#)	2016 <sup>R</sup>	2017 <sup>R</sup>	2018 <sup>R</sup>	2019 <sup>R</sup>	2020 <sup>E</sup>
BP<	52 367	53 618	54 755	55 877	56 626
BP>	254	249	261	265	285
MP	21	24	23	21	21
<b>Total</b>	<b>52 642</b>	<b>53 891</b>	<b>55 039</b>	<b>56 163</b>	<b>56 932</b>



### ❖ Quantidades de gás distribuídas

Quadro 13 - Evolução do GN veiculado por nível de pressão

<b>Volumes veiculados por nível de pressão</b> (GWh)	2016 <sup>R</sup>	2017 <sup>R</sup>	2018 <sup>R</sup>	2019 <sup>R</sup>	2020 <sup>E</sup>
BP<	151	137	172	150	153
BP>	245	218	231	201	210
MP	480	550	752	656	649
<b>Total</b>	<b>876</b>	<b>906</b>	<b>1 155</b>	<b>1 007</b>	<b>1 012</b>

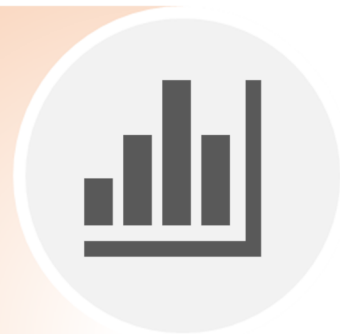
### ❖ Consumos médios por nível de pressão

Quadro 14 - Evolução do consumo médio por nível de pressão

<b>Consumo médio por nível de pressão</b> (MWh/PA)	2016 <sup>R</sup>	2017 <sup>R</sup>	2018 <sup>R</sup>	2019 <sup>R</sup>	2020 <sup>E</sup>
BP<	2,91	2,59	3,17	2,72	2,72
BP>	967	870	906	763	763
MP	28 253	26 843	31 987	29 817	29 817
<b>Total</b>	<b>16,81</b>	<b>17,01</b>	<b>21,20</b>	<b>18,11</b>	<b>17,89</b>

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

# 06 Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica



## 06.1 Distribuição GN no contexto Europeu

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

- Apresentar um consumo mais baixo, quer em termos absolutos quer por consumidor, com o GN a representar menos de 10% do consumo energético no segmento residencial;
- 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 que ainda não atingiu a sua plena capacidade;
- A atividade de distribuição de GN em Portugal iniciou-se em 1997 e a idade média da sua infraestrutura ronda os 14 anos contra cerca de 50-60 anos nos mercados maduros europeus;
- O mercado Português apresenta baixas taxas de penetração comparativamente aos mercados maduros europeus.

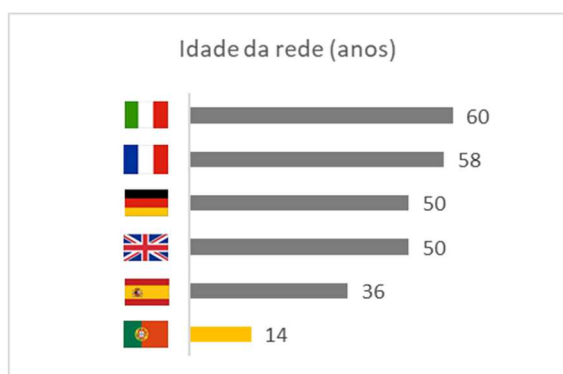


Figura 12 - Comparativo da antiguidade da rede na europa

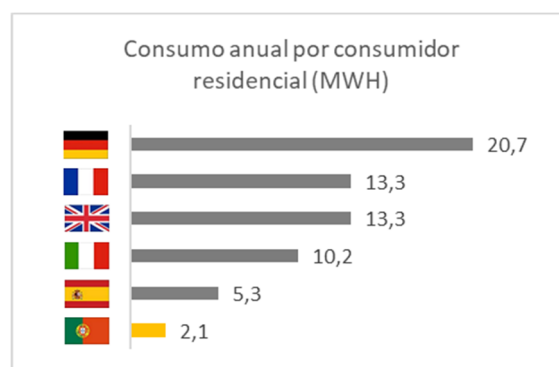


Figura 13 - Comparativo do consumo anual por cliente residencial

A comparação do mix energético no segmento residencial evidencia o reduzido peso do GN em Portugal relativamente aos restantes países.

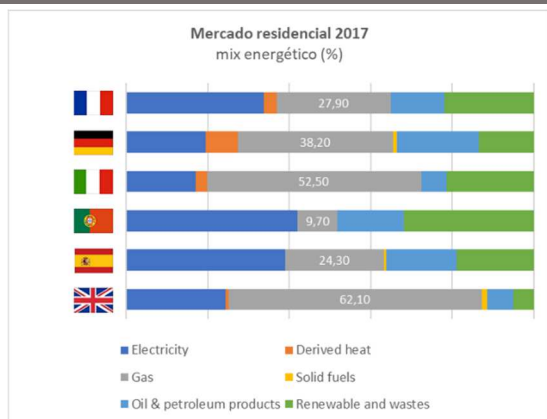


Figura 14 - Comparativo do mix de consumo residencial

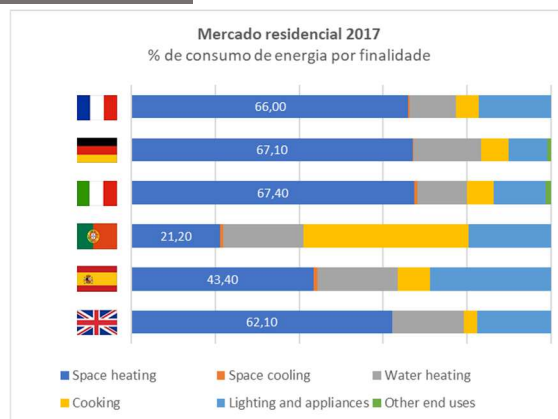


Figura 15 - Comparativo do consumo de energia por finalidade

Contrariamente à tendência europeia, Portugal apresenta consumos de energia muito baixos para climatização de habitações. Apenas 21% da energia consumida no segmento residencial se destina a aquecer as habitações, contrastando com valores na ordem dos 67% de França, Itália e Alemanha.

## 06.2 Perspetivas da evolução da Economia Portuguesa

De acordo com as projeções para a Economia Portuguesa do Banco de Portugal é esperado um período de recessão económica, decorrentes dos recentes efeitos do contexto global de surgimento do Covid19.

Nesse sentido, as perspetivas de evolução da economia Portuguesa desenvolvidas pelo Banco de Portugal apresentam dois cenários potenciais, o cenário base e o adverso.

Ambos os cenários apresentam quadros de recessão, embora com perspetivas diferentes e que serão, essencialmente, motivadas pelas iniciativas e medidas de combate adotadas ao longo do período. Assim, o cenário base apresenta uma perspetiva menos crítica, contrariamente ao cenário adverso que estima um cenário mais crítico e com um impacte significativamente mais dramático para a economia.

Os indicadores do quadro seguinte e anexo 08.2 refletem os cenários projetados pelo Banco de Portugal para a economia Portuguesa.

Quadro 15 - Indicadores macroeconómicos

Taxa de variação anual (em %)<sup>10</sup>

	Pesos 2018	BE de março de 2020						
		Cenário base				Cenário adverso		
		2019	2020 <sup>(p)</sup>	2021 <sup>(p)</sup>	2022 <sup>(p)</sup>	2020 <sup>(p)</sup>	2021 <sup>(p)</sup>	2022 <sup>(p)</sup>
Produto Interno Bruto	100	2,2	-3,7	0,7	3,1	-5,7	1,4	3,4
Consumo Privado	64,8	2,3	-2,8	1,4	2,9	-4,8	1,8	3,7
Consumo Público	17	0,8	2,1	-1,3	1,0	3,0	-2,0	1,1
Formação bruta de capital fixo	17,6	6,4	-10,8	2,9	7,9	-14,9	3,4	9,3
Procura Interna	99,9	2,8	-3,6	1,2	3,4	-5,5	1,4	4,2
Exportações	43,5	3,7	-12,1	4,2	5,5	-19,1	7,4	5,6
Importações	43,4	5,2	-11,9	5,5	6,2	-18,7	7,5	7,4
Índice harmonizado de preços no consumidor		0,3	0,2	0,7	1,1	-0,1	0,5	0,7

Fontes: Banco de Portugal e INE

Notas: (p) - projetado

❖ Cenário base

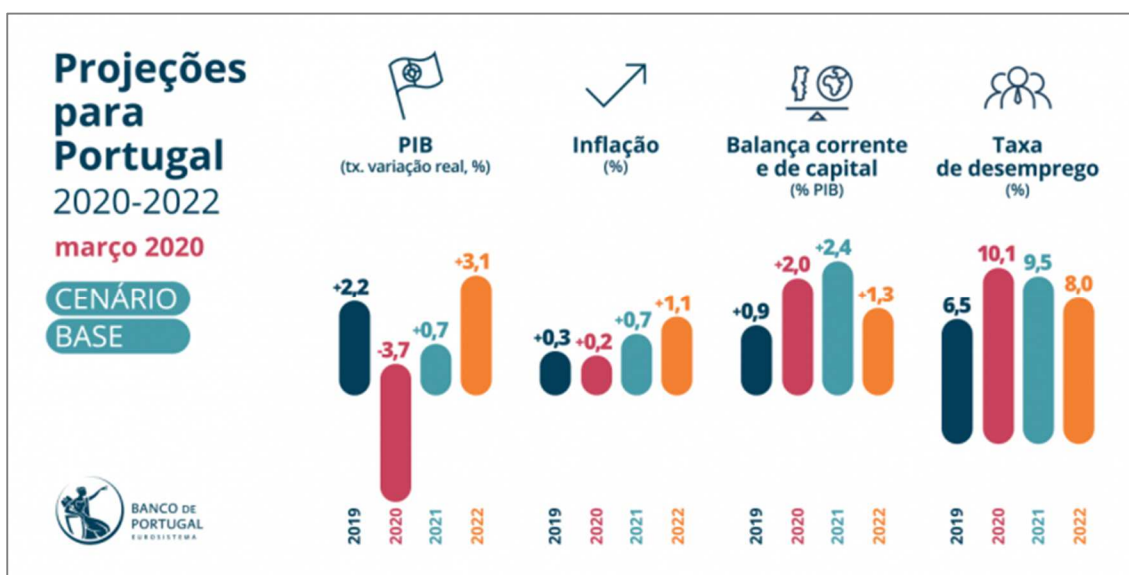


Figura 16 - Projeção do Banco de Portugal: cenário base

- Estimada uma redução de 3,7% do PIB em 2020, estando previsto um crescimento em 2021 (0,7%), recuperando mais notoriamente em 2022 (3,1%);

- Queda do emprego de 3,5% e uma subida da taxa de desemprego para 10,1% em 2020, 9,5% para 2021 e 8,0% em 2022;
- Redução do consumo privado em 2,8% em 2020;
- Aumento do consumo público em 2,1% em 2020, como resultado de um aumento significativo da despesa em saúde suportada pelas administrações públicas.
- Formação bruta de capital fixo (FBCF) diminui 10,8% em 2020;
- Diminuição de 12,1% das exportações de bens e serviços;
- Diminuição de 11,9% das importações;
- Taxa de inflação permanece em níveis baixos ao longo de todo o horizonte de projeção: 0,2% em 2020, 0,7% em 2021 e 1,1% no último ano do horizonte.

#### ❖ Cenário adverso

O cenário adverso pressupõe que o impacto económico do período da Pandemia é mais severo devido ao prolongamento das medidas que condicionam as atividades, conduzindo a maior perda de capital e emprego.

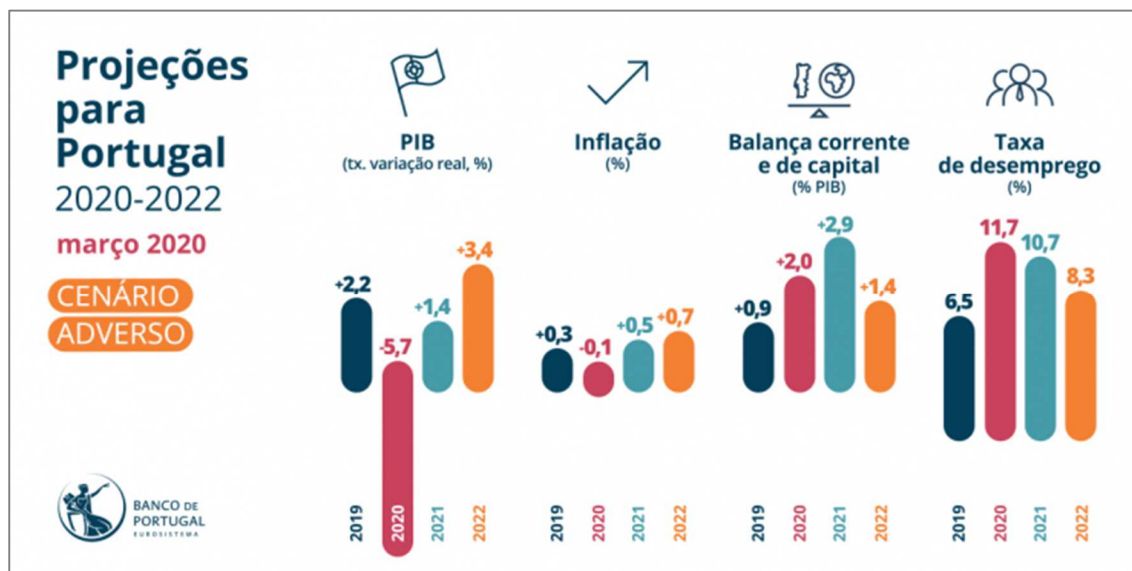


Figura 17 - Projeção do Banco de Portugal: cenário adverso

- Estimada uma redução de 5,7% do PIB em 2020, estando previsto um crescimento em 2021 (1,4%), recuperando mais notoriamente em 2022 (3,4%);

- Subida da taxa de desemprego para 11,7% em 2020, 10,7% para 2021 e 8,3% em 2022;
- Redução do consumo privado em 4,8% em 2020;
- Formação bruta de capital fixo (FBCF) diminui 14,9% em 2020;
- Diminuição de 19,1% das exportações de bens e serviços, prevendo-se uma recuperação em 2021 e 2022;
- Diminuição de 18,7% das importações em 2020, prevendo-se uma recuperação nos anos seguintes;
- Taxa de inflação prevista de -0,1% em 2020, 0,5% em 2021 e 0,7% no último ano do horizonte.

### 06.3 Contexto regional da concessão

A Concessão da Beiragás abrange 59 concelhos e numa área de 19.300 km<sup>2</sup>, e possui uma população de cerca de 822 mil habitantes, que representa, respetivamente, 22% do território nacional e 8% da população total.

#### Peso da Região no país

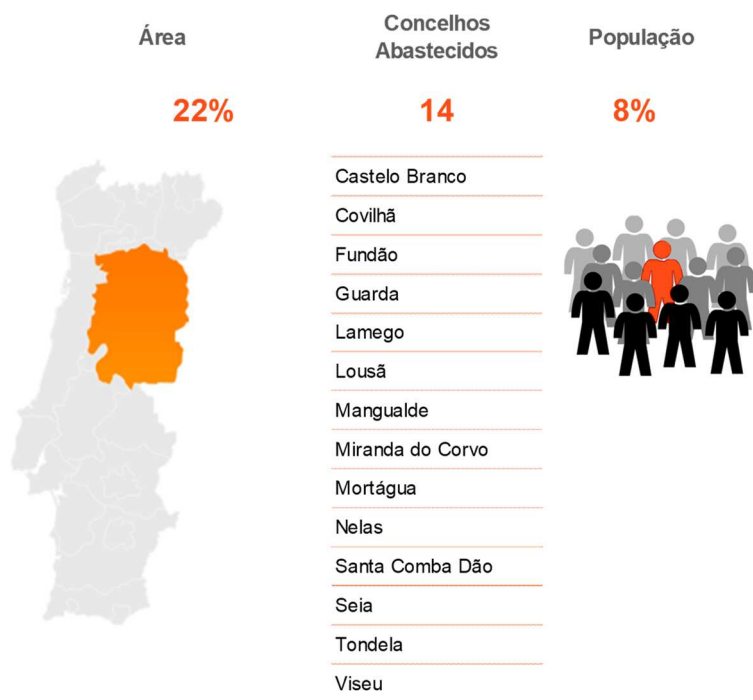
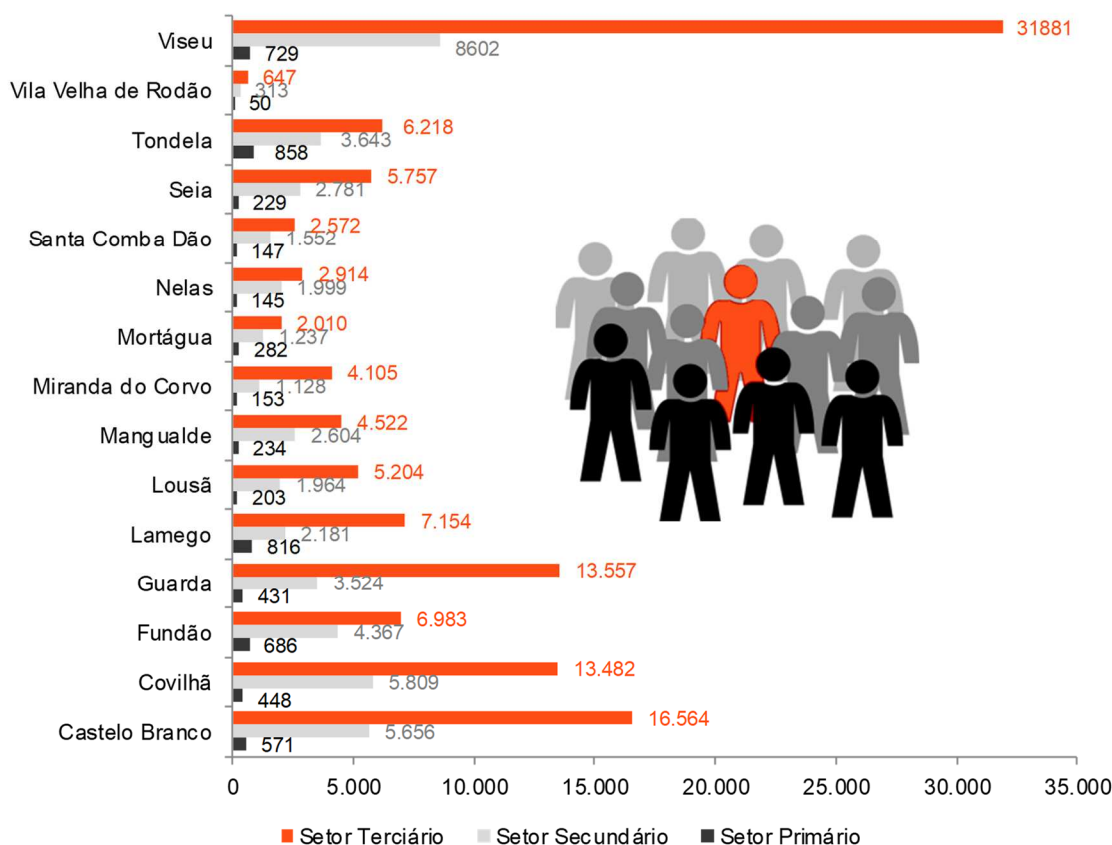


Figura 18 - Concelhos abastecidos

A Beiragás é a empresa concessionária para distribuição de gás natural nos distritos de Castelo Branco, Guarda, Viseu e engloba ainda alguns concelhos do distrito de Coimbra.

População empregada - área de concessão da Beiragás



Fonte - Pordata - censos 2011

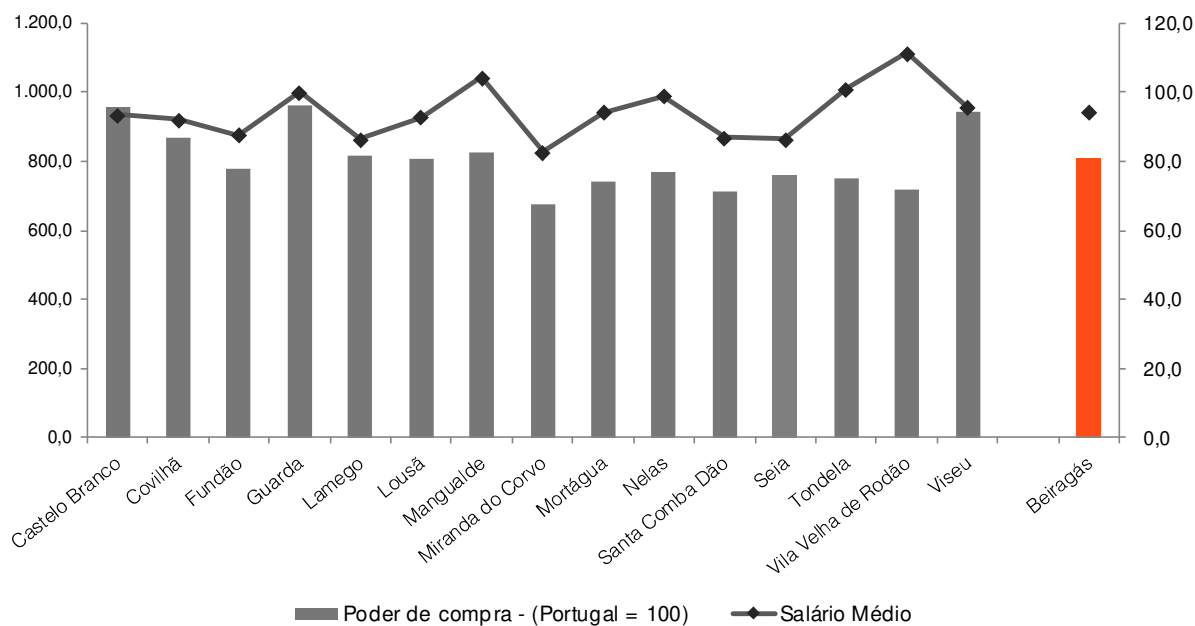
Figura 19 - População empregada por concelho

O gráfico representa a população empregada por setores de atividade na área de concessão da Beiragás. Após análise dos dados verificamos que 70% da população presta atividade no setor terciário, 27% presta atividade no setor secundário e apenas 3% da população serve no setor primário da economia.

O gráfico seguinte apresenta o poder de compra e o salário médio mensal da população trabalhadora por conta de outrem na área de concessão da Beiragás.



Poder de Compra e Salário Médio (€)

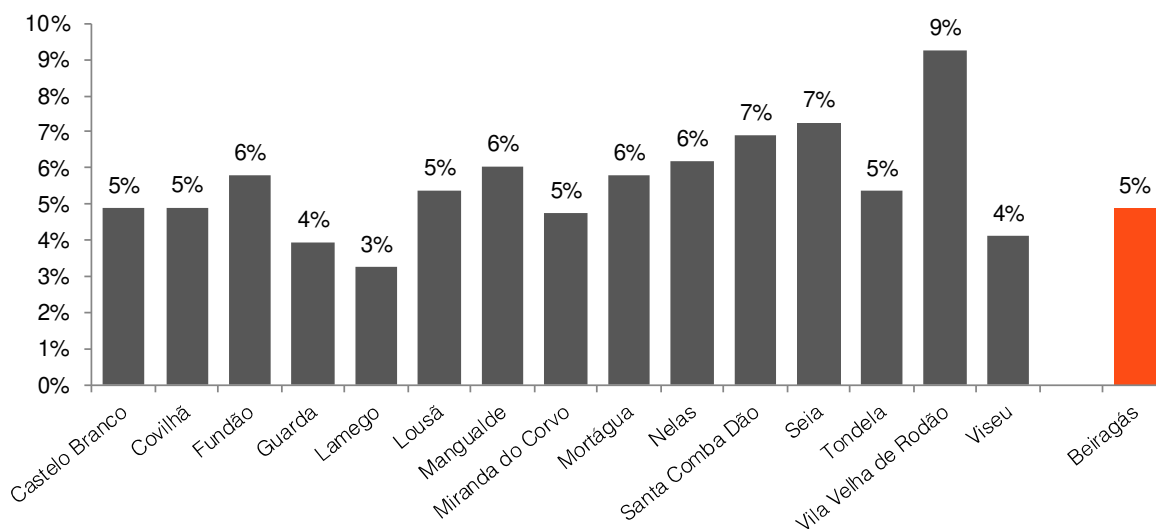


Fonte: Pordata

Figura 20 - Poder de compra e salário médio por concelho

Em seguida é apresentado o peso da indústria transformadora no tecido empresarial (empresas não financeiras) da área de concessão da Beiragás. Este tipo de empresas representa uma importante percentagem do volume distribuído quando integram a carteira de clientes da Beiragás. Conforme se pode verificar, o concelho de Vila Velha de Rodão é o que apresenta um maior peso da indústria transformadora no tecido empresarial, enquanto que Lamego é o que apresenta um menor peso. A área de concessão da Beiragás contribui com cerca de 5% da indústria transformadora nacional.

Peso da indústria transformadora no tecido empresarial (%)

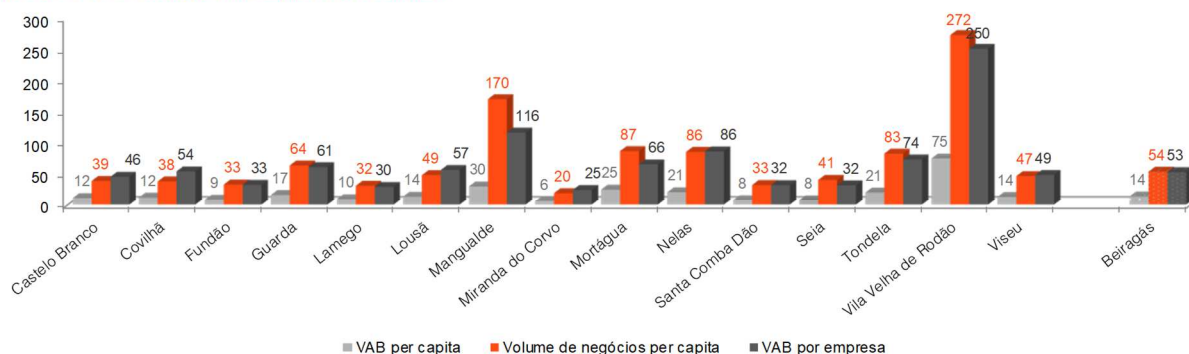


Fonte: Pordata

Figura 21 - Peso da indústria transformadora por concelho

O gráfico seguinte apresenta o Valor Acrescentado Bruto *per capita* empregada, o Valor Acrescentado Bruto por empresa e o Volume de Negócios *per capita* empregada nos Concelhos da área de concessão da Beiragás. Da análise pode-se concluir que os concelhos de Mangualde e de Vila Velha de Rodão são aqueles que apresentam indicadores mais elevados, em contraste com Miranda do Corvo, Lamego e Fundão onde os indicadores são mais baixos. O VAB produzido na Área de Concessão da Beiragás representa cerca de 3% do VAB nacional.

VAB per capita, Volume de Negócios per capita e VAB por empresa (M€)



Fonte: Pordata

Figura 22 – VAB e VN per capita e VAB por empresa por concelho



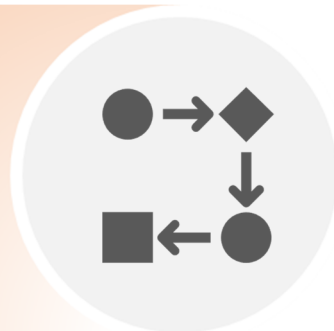
## Em síntese

- O estado atual de maturidade do mercado;
- 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 CO<sub>2</sub>;
- As perspetivas da evolução da economia nacional, das famílias e do setor empresarial;
- O desafio da transição energética para as redes de distribuição quanto à injeção de gases renováveis a definir no novo quadro nacional para a energia e clima;
- Vêm reforçar a solidez das premissas que suportam as projeções de investimento e em particular as projeções de consumo alicerçadas em princípios conservadores e de prudência conforme será visível nos capítulos 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 5 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).

# 07 Enquadramento da gestão de projetos de investimento



A gestão de projeto de investimento assume um papel importante na organização e baseia-se numa gestão multidisciplinar que integra várias valências de equipas de especialistas. A empresa tem vindo a dotar-se dos meios humanos e tecnológicos que permitem alavancar a eficiência e a qualidade da gestão dos projetos de investimento.

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), Ferramenta de Mobilidade Integrada (Solução Móvel), Portal da Distribuição, Portal de Agendamento, Sigás-Sistema de Cadastro e Georreferenciação e SGA-Sistema de Gestão de Ativos.

A gestão de investimento constitui uma parte integrante e de interligação às outras dimensões da gestão da atividade de distribuição contribuindo para a sustentabilidade do sistema tarifário e da atividade de distribuição de GN através:

- Da promoção do GN (e num futuro próximo, gases renováveis) tanto para uso doméstico como industrial;
- Da definição de um montante anual de investimento moderado, estável e enquadrável com o nível e a evolução do RAB;
- De um rigoroso planeamento dos projetos que se materializa na definição das prioridades de investimento e na sua adequada calendarização anual;
- Do equilíbrio entre os investimentos de expansão e os outros investimentos de substituição e renovação de ativos que não estão relacionados com o incremento do volume de GN;
- Da desejável gestão integrada das atividades de investimento com as atividades de exploração (operação e manutenção das infraestruturas, serviços técnicos nos locais de consumo e sistema de emergência) que permite a obtenção de sinergias com impacte significativo nos custos operacionais;
- Da adequação da componente técnica e operacional no sentido de garantir a flexibilidade da infraestrutura atual para o processo de transição energética.



O próprio modelo de organização está relacionado com as atividades de investimento que permitam a obtenção de elevadas sinergias em termos de custos de operação e manutenção das infraestruturas, dos serviços técnicos aos locais de consumo e do sistema de prevenção e emergência. Por essa razão, tanto a definição do nível de investimento anual como a sua calendarização anual, resultam do balanceamento entre as necessidades de investimento e os seus impactes no sistema tarifário.

Isso leva-nos a uma gestão cuidada de forma à obtenção de sinergias cruciais da atividade de investimento, que permita assegurar os meios técnicos e humanos nas dispersas áreas geográficas da distribuição para a prossecução das obrigações do ORD, em termos das operações de manutenção das infraestruturas de distribuição, das atividades nos locais de consumo bem como do funcionamento adequado e permanente do sistema de prevenção e emergência 24 horas por dia e 365 dias por ano.

## 07.1 Tipologia de projetos de investimento

A atividade de distribuição de gás é tipicamente suportada pelas seguintes tipologias de investimento que compõe o ativo fixo da empresa:

### ❖ Investimento em DN | projeto de ligação de novos pontos de consumo

O objetivo do investimento de expansão do mercado de gás-consubstancia, quer resulte de pedido de acesso à rede ou da atividade de expansão para a otimização comercial dos ativos da distribuição, na disponibilização de gás a novos clientes através:

- Da construção de rede de distribuição e ramais;
- Da infraestruturação das instalações dos novos consumidores;
- Da instalação de equipamento de medição em ligação do novo local de consumo.



### ❖ Investimento em outras infraestruturas de distribuição

Engloba o investimento em redes de MP para ligação à GRMS em novas áreas de distribuição, construção de UAG, SCADA, renovação de redes e ramais ou de outro ativo da infraestrutura de distribuição, anelagens e reestruturação de redes.

### ❖ Investimento em outras atividades

Engloba todo o restante investimento tal como a renovação de contadores, estudos técnicos, sistemas de informação, edifícios, equipamentos de transporte, trabalhos para a própria empresa, equipamentos administrativos e ferramentas e utensílios.

## 07.2 Projetos de investimento em 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 GGND tem reforçado a necessidade de assegurar as condições da sua eficiência técnica e económica.

Para reforçar esta prática na atividade de distribuição do Grupo GGND, são definidas ao nível do investimento, metas de eficiência económica que suportem a tomada de decisão na escolha de investimento em DN a realizar.

### ❖ Segmento de mercado com consumo anual inferior a 10 mil m<sup>3</sup>

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 impacte do investimento nas tarifas pode conduzir a análises enviesadas<sup>24</sup>, os ORD do Grupo GGND optaram por indicadores que relacionam o investimento com os novos pontos de consumo, que

---

<sup>24</sup> 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 e terciários (3% dos pontos de entrega, mas 85% do consumo total)

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 interações 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 da respetiva aprovação, é disponibilizada à força comercial a área para contratação de ligação, posterior construção da rede de distribuição e execução das infraestruturas e ligação dos pontos de consumo.



Figura 23 - *Framework* de investimento

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

Esta atividade contribui ainda para a criação e manutenção de elevado número de postos de trabalho, nomeadamente que requerem qualificações



técnicas específicas do setor gasista. Neste sentido o projeto de desenvolvimento da atividade de distribuição tem contribuído positivamente para a sociedade e a economia nacional<sup>25</sup>.

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

Investimento DN / novo cliente ligado (€)

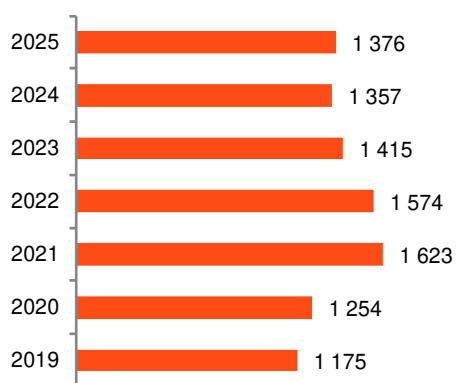


Figura 24 - Investimento em DN por cliente

Contudo, em termos de métricas, os metros de rede por PA é também tido em consideração em futuras e potenciais extensões da rede em avaliação.

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

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

<sup>25</sup> Conforme mencionado no ponto 7.3

- A tipologia da instalação do cliente (segmento novo ou existente);
- 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 infraestruturação e ligação de cliente e dos custos unitários de construção de rede e ramais, tendencialmente agravados pelas taxas municipais e outras exigências dos Municípios para a realização de obras;
- A estrutura do segmento existente (conversão ou reconversão).

O indicador **“metros de rede / cliente”**, além do seu impacte no “investimento DN / Cliente”, constitui só por si o indicador operacional de referência, correlacionador da infraestrutura de distribuição com o número de clientes ligados. 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.

Rede / Cliente (mt)

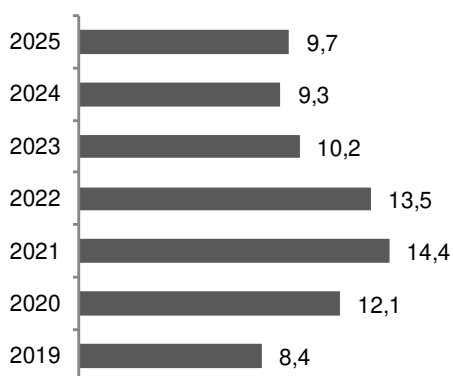


Figura 25 - Evolução dos metros de rede por cliente



## ❖ Mercado industrial e grandes consumidores

O contributo dos grandes consumidores, nomeadamente do setor industrial, é fundamental para a sustentabilidade do sistema tarifário e torna-se imprescindível a criação de condições comerciais que permitam potenciar a prospeção comercial e captar para o sistema todo o consumo deste segmento de mercado.

É reconhecido o impacto positivo e a mais-valia deste mercado para o desempenho tarifário e para a consequente sustentabilidade do sistema, ao mesmo tempo que contribui para o aumento da competitividade das empresas e o contínuo desenvolvimento económico, social e ambiental do país.

Contudo, a abordagem a este mercado enfrenta vários constrangimentos e contingências que dificultam a captação dos clientes, nomeadamente:

- Encargos de ligação à rede;
- Custo de transformação das instalações e dos equipamentos para GN;
- Concorrência de outras opções tecnológicas;
- Desequilíbrio concorrencial com outras fontes de energias;
- Falta de incentivo dos diversos agentes de mercado (comercializadores livres).

Ainda assim, no âmbito da atuação da GGND, é mantido um acompanhamento permanente do desenvolvimento regional, no sentido de manter um registo atualizado da evolução do tecido empresarial. Este acompanhamento permite a interação com este mercado com objetivo de promover a ligação dos clientes ao sistema, na maioria dos casos, com encargos marginais face ao retorno positivo que terão para todos os consumidores atuais e futuros.

### 07.3 Projetos de investimento de conformidade

#### 07.3.1 Investimento em outras infraestruturas

O planeamento desta tipologia de investimento baseia-se na racionalidade económica e eficiência operacional dos ativos. Decorrente da informação da gestão da operação e manutenção das infraestruturas de distribuição e dos



equipamentos associados são identificadas as oportunidades ou necessidades de intervenção para garantir atempadamente a segurança de abastecimento, a fiabilidade dos equipamentos e o adequado estado de funcionamento destes ativos do sistema de distribuição de GN.

Da avaliação técnica suportada na apreciação dos riscos e do desempenho dos equipamentos, decorre a identificação de necessidade de intervenção no ativo, por forma a assegurar a sua manutenção ou substituição.

O desenvolvimento e implementação de um Sistema de Gestão de Ativos tem potenciado a gestão eficiente do sistema de distribuição, proporcionando um processo de manutenção preventiva que permite uma correta conservação e funcionamento seguro e fiável dos equipamentos até a sua substituição.

### **07.3.2 Investimento em outras atividades**

O planeamento desta atividade está condicionado por aspetos legais (renovação de contadores) e por necessidade de melhoria operacional ou de modernização dos ativos existentes, ou ainda por necessidade de adequar os sistemas de informação do negócio (Sistema de Gestão Comercial, Sistema de Gestão de Ativos e demais sistemas de suporte à atividade da empresa) à evolução do mercado e da tecnologia mas igualmente às exigências de novos requisitos que decorrem das alterações dos Regulamentos ou procedimentos (RRC, RQS, guia de medição, entre outros) promovidas pelo Regulador.

## **07.4 Projetos de investimento de convergência**

Esta tipologia de projeto de investimento surge com a necessidade de preparar as infraestruturas de distribuição para a incorporação gradual de gases renováveis e o seu planeamento depende da evolução do desenvolvimento das medidas previstas no PNEC 2030, nomeadamente quanto à regulamentação da injeção de gases renováveis na RNDGN.

Trata-se de um investimento necessário para alavancagem inicial do processo de transição para assegurar a preparação e a incorporação de gases renováveis nas infraestruturas de distribuição, permitindo maior flexibilidade dos ativos para a eventual necessidade de adaptação de novas tecnologias subjacentes à utilização de gases renováveis.

# 08 Previsão de consumos de gás





Os pressupostos considerados na projeção de consumos de gás natural baseiam-se nos seguintes fatores:

❖ **Evolução da quantidade de pontos de abastecimento ligados à rede condicionada**

- Pelo acréscimo de PA associados ao plano de investimento. Apesar do esforço comercial dirigido ao setor industrial, na captação de novos volumes, por prudência nas projeções, nomeadamente ao nível do impacte na tarifa num cenário mais desfavorável e da eficiência do investimento em ligação de novos consumidores, apenas foram considerados novos clientes nos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede (correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>). 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>). Admite-se que as saídas e as entradas de consumidores de outros níveis de pressão, em termos de volumes, se compensam, 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 ORD, considerando as condições específicas de cada região em termos de consumo médio. Para além disso verificam-se variações 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 2015-2019 para cada concelho. Este constitui o cenário base para efeito de avaliação descrita no ponto 9.**

O acréscimo de consumo induzido pelo investimento de desenvolvimento de negócio previsto no PDIRD-GN 2021-2025 resulta da entrada dos novos pontos de abastecimento, considerando os perfis unitários de consumo por nível de pressão de cada região (concelho), nos pressupostos enunciados de prudência assumido para avaliação do investimento<sup>26</sup>.

Nas situações em que são ligados novos concelhos à infraestrutura, e considerando que não existem referências de consumo, são considerados os consumos médios do concelho vizinho cujas características geográficas e demográficas se assemelham.

## 08.1 Evolução de consumidores

Há 3 grandes grupos de consumidores abastecidos pela infraestrutura dos ORD:

- 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 seguinte.

No âmbito da projeção de novos pontos de consumo a ligar no plano 2021-2025, apesar do reforço da atenção comercial para potenciais novos grandes clientes industriais, 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.

---

<sup>26</sup> Conforme capítulo 7 do documento

Pelo mesmo motivo, na estimativa da procura não foram considerados os acréscimos de volume que decorrem de pedidos de aumento de capacidade de clientes já ligados, para compensar eventuais reduções de consumo de outros clientes ligados.

Quadro 16 – Evolução do número de pontos de abastecimento 2021-2025

Pontos de Abastecimento (#)	2019 <sup>R</sup>	2020 <sup>E</sup>	Acréscimo de novos PA					Total
			2021 <sup>P</sup>	2022 <sup>P</sup>	2023 <sup>P</sup>	2024 <sup>P</sup>	2025 <sup>P</sup>	
BP<	1 223	862	1 310	1 338	1 203	1 142	1 016	6 009
BP>	43	20	11	11	12	7	6	47
MP	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1 266</b>	<b>882</b>	<b>1 321</b>	<b>1 349</b>	<b>1 215</b>	<b>1 149</b>	<b>1 022</b>	<b>6 056</b>

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

## 08.2 Pressupostos da procura de GN

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.

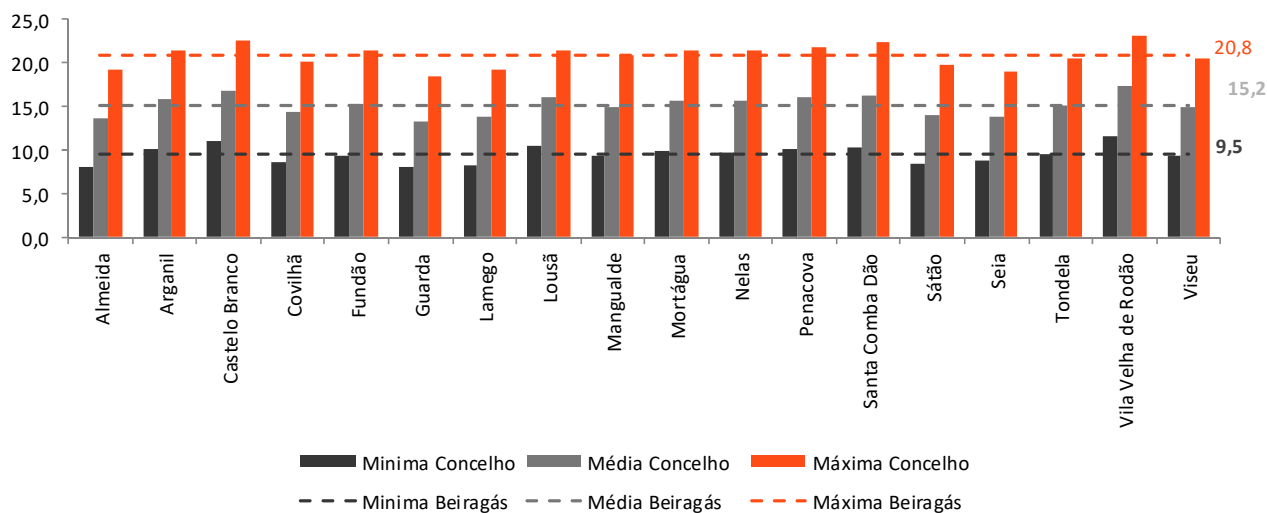
### ❖ Condicionamentos transversais

O **contexto económico** condiciona os níveis de produção com impacto no nível de consumo de gás natural. De referir que em 2018, se registaram os valores de consumo de GN mais elevados no histórico da empresa, tendo a sua redução em 2019 compensada pelo aumento de consumo do mercado empresarial.

As **condições climáticas** influenciam o consumo médio dos consumidores de gás natural, nomeadamente do segmento residencial.



Nível de temperatura na área de concessão (°C)



Fonte: INE

Figura 26 – Níveis de temperatura por concelho - 2016

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

Quadro 17 – Evolução da saída de pontos de abastecimento 2021-2025

Saída de PA (#)	2021 <sup>P</sup>	2022 <sup>P</sup>	2023 <sup>P</sup>	2024 <sup>P</sup>	2025 <sup>P</sup>	Total
BP<	117	118	121	123	124	603
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>117</b>	<b>118</b>	<b>121</b>	<b>123</b>	<b>124</b>	<b>603</b>

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

### ❖ Condicionismos regionais

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

A imagem seguinte ilustra a estrutura do fornecimento de GN por nível de pressão da Beiragás em 2019.

Estrutura de consumidores GN

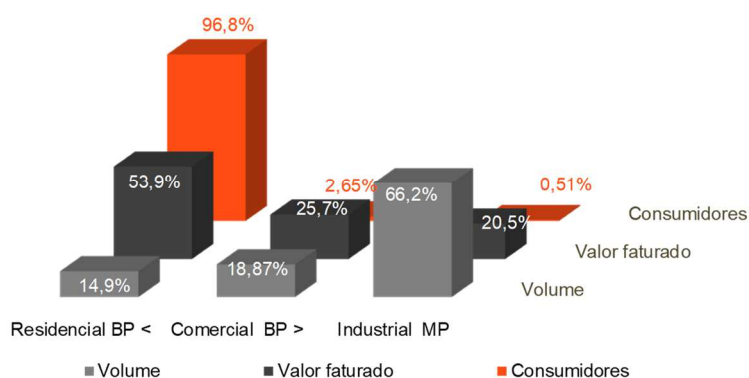


















Figura 27 - Estrutura de clientes na concessão

O nível de cobertura regional das infraestruturas de distribuição de gás natural e a projeção de novos pontos de abastecimento por concelho, depende das infraestruturas de distribuição de GN existentes (conforme já apresentado nos capítulos 5) e do seu nível de utilização. O grau de cobertura geográfica das infraestruturas de distribuição de GN varia de concelho para concelho conforme ilustrado no capítulo 5.

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

Quadro 18 - Grau de cobertura regional 2025

	Freguesia com GN - 2019	Freguesia com GN - 2025
 Castelo Branco	44,0%	46,0%
 Covilhã	35,3%	35,7%
 Fundão	27,1%	28,1%
 Guarda	62,3%	64,9%
 Lamego	54,9%	59,1%
 Lousã	31,4%	33,9%
 Mangualde	23,7%	24,4%
 Miranda do Corvo	--	22,6%
 Mortágua	17,1%	20,4%
 Nelas	34,0%	35,6%
 Oliveira do Hospital	--	24,0%
 Santa Comba Dão	20,9%	22,7%
 Seia	36,9%	39,9%
 Tondela	27,1%	29,1%
 Vila Velha Rodão	--	26,2%
 Viseu	42,9%	46,2%
<b>BEIRAGÁS</b>	<b>36,4%</b>	<b>40,3%</b>

As **Novas entradas de consumo** resultam de novas ligações decorrentes do esforço de expansão e saturação das redes de distribuição na execução dos seus planos de investimento considerados no PDIRD-GN 2021-2025.

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

Evolução do acréscimo anual de novos pontos de PA (#)

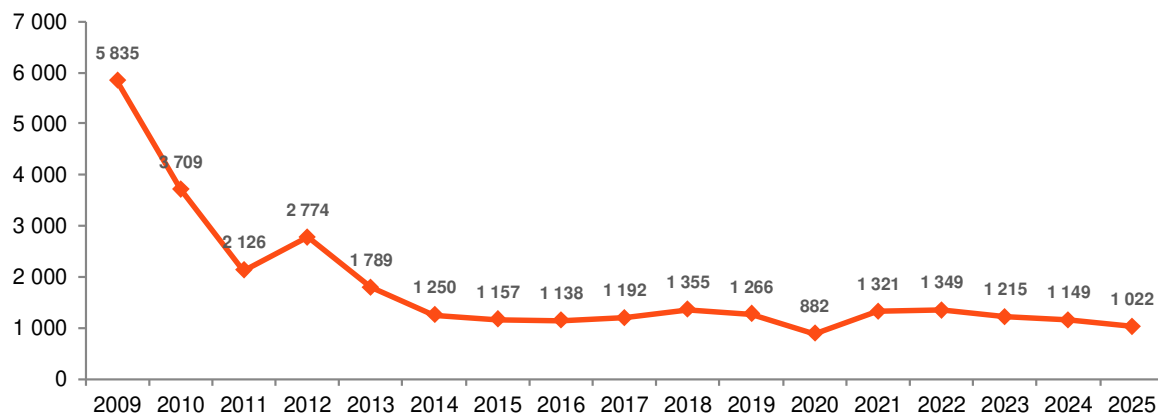


Figura 28 - Evolução do número de pontos de abastecimento na concessão

Para efeitos de projeção de consumos, o consumo médio por nível de pressão é ilustrado no quadro abaixo. É possível analisar a perspetiva conservadora assumida para efeitos de plano, especialmente no que se refere ao consumo dos clientes de BP<, garantindo assim que o atípico consumo de 2018 não impacta no horizonte 2021-2025

Quadro 19 - Consumo médio por nível de pressão 2021-2025

Consumo médio (MWh/PA)	2016 <sup>R</sup>	2017 <sup>R</sup>	2018 <sup>R</sup>	2019 <sup>R</sup>	2020 <sup>E</sup>	2021 <sup>P</sup>	2022 <sup>P</sup>	2023 <sup>P</sup>	2024 <sup>P</sup>	2025 <sup>P</sup>
BP<	2,91	2,59	3,17	2,72	2,72	2,87	2,87	2,86	2,86	2,85
BP>	967	870	906	763	763	747	743	735	729	725
MP	28 253	26 843	31 987	29 817	29 817	29 817	29 817	29 817	29 817	29 817
<b>Total</b>	<b>16,81</b>	<b>17,01</b>	<b>21,20</b>	<b>18,11</b>	<b>17,89</b>	<b>17,95</b>	<b>17,71</b>	<b>17,52</b>	<b>17,34</b>	<b>17,17</b>

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

### 08.3 Projeção de consumos

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

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

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

O investimento consiste na consolidação dos projetos de gaseificação dos concelhos com a otimização dos ativos de distribuição estruturantes através da saturação das áreas já dotadas de infraestruturas.

No que se refere a novos concelhos, importa referir que no horizonte 2021-2025 está prevista a ligação de Oliveira do Hospital e Vila Velha de Rodão. Sobre este último concelho, é de realçar que hoje em dia já possui abastecimento a 4 clientes industriais, estando neste plano prevista a ligação da malha urbana.

**Apesar do esforço reforçado para captar volumes de potenciais clientes industriais, por prudência só foram considerados consumos nos segmentos do doméstico, do terciário e do pequeno industrial nos níveis de pressão, projetando um cenário conservador para a evolução de consumo dos novos pontos de abastecimento previstos no plano de investimento.**

Quadro 20 - Projeção de consumo de GN 2021-2025

<b>Fornecimento de GN</b> (GWh)	2016 <sup>R</sup>	2017 <sup>R</sup>	2018 <sup>R</sup>	2019 <sup>R</sup>	2020 <sup>E</sup>	2021 <sup>P</sup>	2022 <sup>P</sup>	2023 <sup>P</sup>	2024 <sup>P</sup>	2025 <sup>P</sup>
BP<	151	137	172	150	153	165	167	170	173	176
BP>	245	218	231	201	210	219	224	230	235	239
MP	480	550	752	656	649	649	649	649	649	649
<b>Total</b>	<b>876</b>	<b>906</b>	<b>1 155</b>	<b>1 007</b>	<b>1 012</b>	<b>1 033</b>	<b>1 040</b>	<b>1 049</b>	<b>1 057</b>	<b>1 063</b>

PA (#) e Volume (GWh)

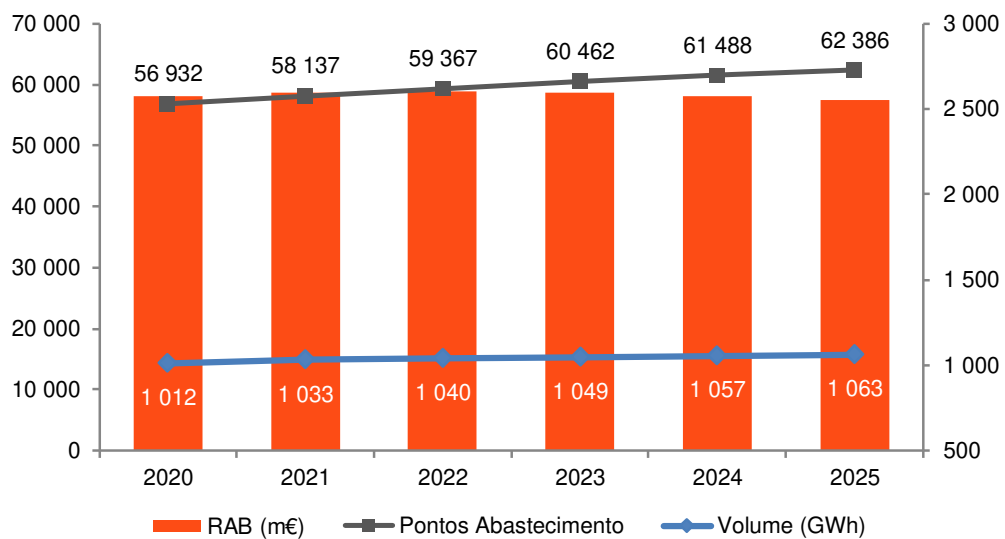


Figura 29 - Evolução do RAB, pontos de abastecimento e volume veiculado

# 09 Plano de investimento





## 09.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

O investimento previsto para o quinquénio 2021-2025 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.
- Otimização comercial das redes de distribuição em serviço.
- Reforço da segurança de abastecimento e da eficiência do sistema de distribuição.
- Segurança de pessoas, de bens e do ambiente.
- Qualidade de serviço exigível à operação de distribuição.
- Otimização da eficiência das operações da atividade de distribuição de gás.
- Sustentabilidade do sistema tarifário e do setor de distribuição.
- 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.
- Otimização e adequação da infraestrutura atual e futura no âmbito da garantia de flexibilidade da rede atual para fazer face ao processo de transição energética, dentro daquela que será a estratégia para o setor energético, nomeadamente quanto às metas de injeção de hidrogénio.

Os critérios de suporte à seleção de investimento estão enquadrados nos princípios orientadores acima referidos e nos princípios definidos no capítulo 7 (Enquadramento de Gestão de Projetos de Investimento) e devem proporcionar o planeamento mais eficiente das prioridades de investimento



considerando a acomodação da dotação anual de investimento, sem impacto desfavorável no sistema tarifário.

#### Princípios determinantes das verbas de investimento



Figura 30 - Princípios determinantes das verbas de investimento

Quanto ao enquadramento no PDIRD-GN foi efetuada uma avaliação do investimento numa lógica de impacte nas tarifas da evolução dos proveitos permitidos. Para isso foi analisada a evolução do TOTEX unitário com o intuito de perceber os impactes do plano de investimento nos custos do SNGN para diferentes cenários da procura de GN.

## 09.2 Objetivos e caracterização do plano de investimento

Em conformidade com as tipologias de projeto de investimento definidas no capítulo 7 a estrutura de investimento desagrega-se em:

- Investimento em Desenvolvimento de Negócio (DN) | Ligação de novos Pontos de Abastecimento (PA).
- Investimento de conformidade:
  - Investimento em outras infraestruturas de distribuição.
  - Investimento em outras atividades.
- Investimento de convergência.

Quadro 21 - Plano de investimento 2021-2025

<b>Investimento</b> (m€)	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2021-2025</b>
Investimento DN - Ligação de clientes	2 144	2 123	1 719	1 560	1 406	8 952
Investimentos em Outras Infraestruturas	354	302	193	194	193	1 237
Investimento em Outras Atividades	397	342	294	271	282	1 586
<b>Total Investimento</b>	<b>2 895</b>	<b>2 768</b>	<b>2 206</b>	<b>2 024</b>	<b>1 882</b>	<b>11 774</b>
Investimento não remunerado	136	143	78	95	79	529
<b>Total Investimento remunerado</b>	<b>2 759</b>	<b>2 625</b>	<b>2 128</b>	<b>1 930</b>	<b>1 803</b>	<b>11 245</b>

O impacte do plano de investimento nas tarifas não é total, estando 0,5M€ fora do ativo remunerado que onera a tarifa.

O valor não incluído no RAB refere-se aos contadores que a ERSE não reconhece no ativo remunerado, apesar de constituir um ativo fundamental do sistema de distribuição de gás<sup>27</sup>.

A distribuição do investimento previsto para o período 2021-2025 pelas tipologias de projeto é a seguinte:

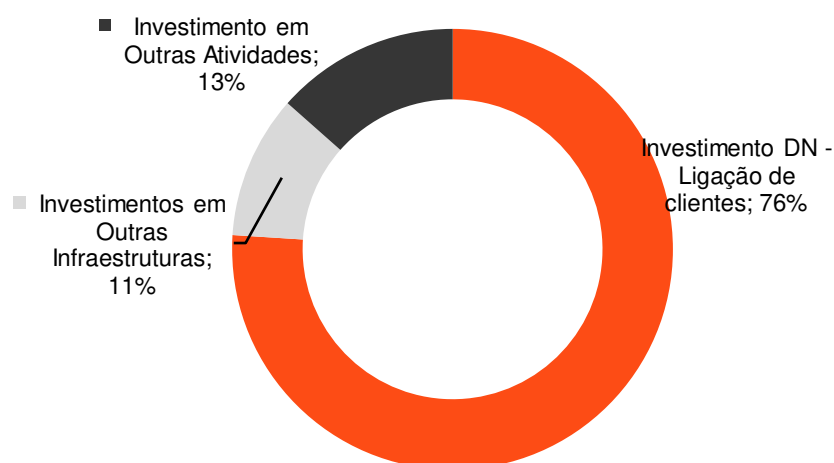


Figura 31 - Plano de investimento 2021-2025

<sup>27</sup> Conforme capítulo 09.2.3 do documento

## 09.2.1 Investimento em DN | projeto de ligação de novos PA

Em termos agregados os valores de investimento são apresentados no quadro seguinte e materializam-se no acréscimo de 6.056 novos pontos de consumo com a construção de 70 quilómetros rede de distribuição e 2.677 ramais nos 16 concelhos da concessão durante o quinquénio 2021-2025.

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

Quadro 22 - Investimento em DN 2021-2025

<b>Investimento DN - Ligação clientes</b> (m€)	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2021-2025</b>
Rede Secundária	1 047	1 006	703	614	567	3 937
Ramais	284	258	239	215	186	1 181
Infraestruturação / clientes	515	563	502	475	416	2 471
<i>Conversão</i>	374	408	364	346	303	1 795
<i>Reconversão</i>	141	155	138	128	114	676
Contadores / cadeias medida	223	227	201	182	163	996
TPE's	75	70	74	73	74	366
<b>Total</b>	<b>2 144</b>	<b>2 123</b>	<b>1 719</b>	<b>1 560</b>	<b>1 406</b>	<b>8 952</b>

Quadro 23 - Agregados operacionais DN 2021-2025

<b>Agregados operacionais</b>	<b>Unidade</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2021-2025</b>
Novos clientes de GN	#	1 321	1 349	1 215	1 149	1 022	6 056
Rede Secundária (kms)	km	19	18	12	11	10	70
Ramais (#)	#	535	535	535	535	535	2 677
Infraestruturação / clientes	#	1 109	1 212	1 080	1 019	892	5 312
<i>Conversão</i>	#	690	752	671	639	557	3 309
<i>Reconversão</i>	#	419	460	409	380	335	2 003

Quadro 24 - Métricas operacionais 2021-2025

<b>Métricas operacionais</b>	<b>Unidade</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2021-2025</b>
Inv DN / Cliente	€/ PA	1 623	1 574	1 415	1 357	1 376	1 478
Rede / Cliente	mts / PA	14,4	13,5	10,2	9,3	9,7	11,6
Clientes / km rede	PA / km	69,6	74,0	98,0	107,4	102,9	86,2
Clientes / Ramal	PA	2,5	2,8	2,8	2,9	3,0	2,8

Quadro 25 - Custos unitários de ligação de clientes 2021-2025

<b>Custos unitários</b>	<b>Unidade</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2021-2025</b>
Rede	€/ metro	59,2	59,0	62,7	64,3	64,5	61,9
Ramal	€	529,7	529,2	544,0	550,8	548,0	540,3
Infraestruturação	€	464,7	464,4	464,6	465,7	466,9	465,3
<i>Conversão</i>	€	542,0	542,0	542,0	542,0	543,8	542,4
<i>Reconversão</i>	€	337,5	337,5	337,5	337,5	338,9	337,8
Contadores	€	21,4	21,3	21,4	21,4	21,4	21,40

### ❖ Análise de custos unitários

#### Rede e Ramais

Apesar de no horizonte do plano não se considerarem valores em linha com o passado recente, nos últimos anos tem-se verificado um agravamento dos custos unitários das redes e dos ramais devido:

- Às exigências de pagamento de taxas e licenças camarárias;
- Ao surgimento de novas exigências de taxas ao nível do policiamento das obras, o que vai onerar o custo de construção das redes e dos ramais;
- Ao aumento do peso dos encargos fixos, tais como os serviços de inspeção, fiscalização e de coordenação de segurança em obra, que agravam os custos unitários com a redução da construção.

Quadro 26 - Custos unitários de construção de rede e ramais 2021-2025

<b>Custos unitários</b>	Unidade	2016 <sup>R</sup>	2017 <sup>R</sup>	2018 <sup>R</sup>	2019 <sup>R</sup>	2020 <sup>E</sup>	2021 <sup>P</sup>	2022 <sup>P</sup>	2023 <sup>P</sup>	2024 <sup>P</sup>	2025 <sup>P</sup>
Rede	€/ mt	59,2	65,9	68,5	71,9	66,5	59,2	59,0	62,7	64,3	64,5
Ramal	€	397,4	402,7	436,2	467,6	558,0	529,7	529,2	544,0	550,8	548,0

### 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 €, para respetivamente, a reconversão e a conversão.

## 09.2.2 Investimento em outras infraestruturas de distribuição

Em termos agregados os valores de investimento estão apresentados no quadro seguinte:

Quadro 27 - Investimento em outras infraestruturas 2021-2025

<b>Investimentos em Outras Infraestruturas (m€)</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Rede Primária (outros: Servidões, ...)	169	12	14	12	13	219
UAG	0	107	0	0	0	107
RS - Anelagens e Reestruturação	133	133	137	139	138	681
Rede Secundária - PRP	12	6	0	0	0	18
Rede Secundária - Outros	32	32	32	32	32	158
TPE's	8	13	11	12	11	55
<b>Total</b>	<b>354</b>	<b>302</b>	<b>193</b>	<b>194</b>	<b>193</b>	<b>1 237</b>

As principais rúbricas de investimento consistem:

- Na rubrica de anelagens e reestruturação de rede de distribuição para garantir a segurança de abastecimento e a qualidade de serviço.
- Na rubrica UAG, nomeadamente no ano 2022 por força do novo projeto de Oliveira do Hospital, onde se prevê respetivamente, a instalação e o reforço da capacidade de vaporização da unidade.

O investimento em servidões resulta da necessidade de prosseguir com a regularização das servidões devidas pela construção de infraestruturas em terrenos particulares, com especial relevância para as que foram adquiridas à ex-Transgás, em 2007, no âmbito do processo de *unbundling*. Adicionalmente, no ano 2021 a oscilação desta rubrica resulta dos projetos de ligação dos novos concelhos.

### 09.2.3 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, trabalhos ou renovação de outros equipamentos não incluídos nas infraestruturas de distribuição.

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

Quadro 28 - Investimento em outras atividades 2021-2025

<b>Investimento em Outras Atividades</b> (m€)	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2021-2025</b>
Renovação contadores	212	229	87	148	117	793
Investimento remunerado	118	130	45	80	62	436
Investimento não remunerado	93	99	42	69	55	358
Sistemas Informação	74	43	158	43	101	420
Edifícios e construções	7	7	7	7	7	33
Proj. Cadastro	15	15	11	11	11	61
Equipamento de Transporte	53	12	0	35	17	117
Outros	37	37	32	27	30	162
<b>Total</b>	<b>397</b>	<b>342</b>	<b>294</b>	<b>271</b>	<b>282</b>	<b>1 586</b>

A rubrica "Outros" engloba investimento relativo a *Upgrade* da base cartográfica, aquisição de ferramentas e equipamentos técnicos, para assegurar a reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, como detetores de gás, detetores de CO, TPL (terminais portáteis de leitura) para a nova versão do sistema de leituras e armários para os veículos dos técnicos para arrumação e por segurança no transporte.

“Equipamento de Transporte” corresponde à renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa.

Relativamente aos sistemas de informação, em que o maior impacto se verifica no ano de 2023 devido ao plano de atualização da infraestrutura tecnológica, são responsáveis por um investimento médio anual de 83 mil euros.

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.

Verifica-se também que **50%** do valor do investimento desta tipologia se deve ao projeto de renovação de contadores. Esta realidade justifica-se pelo envelhecimento do parque de contadores instalados dos quais parte já atingiram os 20 anos desde o início das concessões.

**Esta realidade vem reforçar a preocupação dos ORD do Grupo GGND 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, cometidas 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.

Adicionalmente sobre esta situação dos contadores, é ainda impreterível referir que, na sequência de alteração legislativa, nomeadamente com a publicação da Portaria 321/2019, de 19 de setembro – aprovou um novo Regulamento do Controlo Metrológico Legal dos Instrumentos de Medição -

contemplando, entre outros, uma redução expressiva da periodicidade de verificação dos contadores, de 20 para 12 anos, que em termos de investimento em contadores, portanto ativo não remunerado, perspetiva uma estimativa de despesa adicional média anual de 1 milhão de euros, no universo GGND, durante os próximos 8 anos (transição entre regulamentos), e de 0,6 milhão /ano em “ritmo de cruzeiro”.

Os gráficos seguintes representam a evolução do plano de substituição de contadores.

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

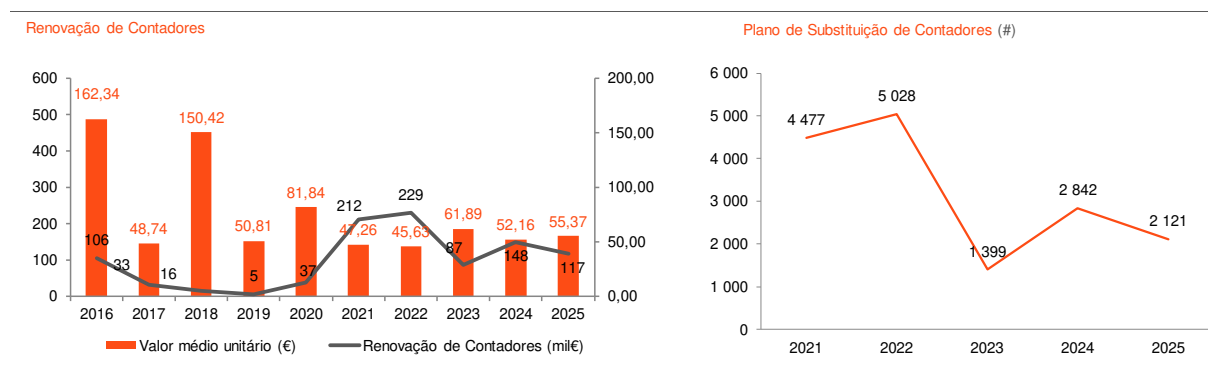


Figura 32 - Evolução do investimento em renovação de contadores

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

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

### 09.2.4 Ligações à RNTGN

Não está previsto nenhum pedido de expansão ou de nova ligação ao ORT, considerando:

- A estratégia para o desenvolvimento das redes de distribuição de gás basear-se essencialmente na construção de pequenas extensões de rede sobre a infraestrutura existente, de forma a permitir a otimização dos ativos através da saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturas de distribuição.



- A ligação dos novos concelhos identificados ser desenvolvida a partir de infraestrutura existente já ligada à RNTGN ou a partir da instalação de UAG.
- O conhecimento atual de necessidades de ligação de futuros clientes industriais que resultam de pedidos de acesso à rede.
- Pode surgir a implementação de uma nova indústria ou um aumento de capacidade de um cliente existente que requer um reforço nas condições da GRMS.

### 09.3 Avaliação do investimento

Os objetivos e benefícios associados ao investimento considerado no PDIRD-GN constam do capítulo de "Benefícios associados ao investimento previsto. Alguns dos benefícios identificados, nomeadamente nas dimensões económicas e da criação e manutenção de emprego, têm impactes positivos apreciáveis para a sociedade.

A avaliação dos impactes tarifários subjacentes ao plano de investimento assenta na análise da evolução dos proveitos permitidos unitários apurados com base no TOTEX e em cenários da procura de GN para o período.

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

O CAPEX resulta da seguinte fórmula:  $CAPEX = RAB \times RoR + \text{Amortizações}$

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.

	IMPACTE NA TARIFA	
	CAPEX	OPEX
INVESTIMENTO EM DN LIGAÇÃO DE CLIENTES	SIM	SIM
INVESTIMENTO DE CONFORMIDADE	SIM	NÃO
INVESTIMENTO DE CONVERGÊNCIA	SIM	NÃO

Figura 33 - Impacto na tarifa por tipo de investimento

A metodologia de regulação dos custos líquidos de exploração (OPEX) 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.

### 09.3.1 Evolução dos principais indicadores

#### ❖ Investimento unitário por PA

Investimento em DN e investimento global por PA (€/PA)

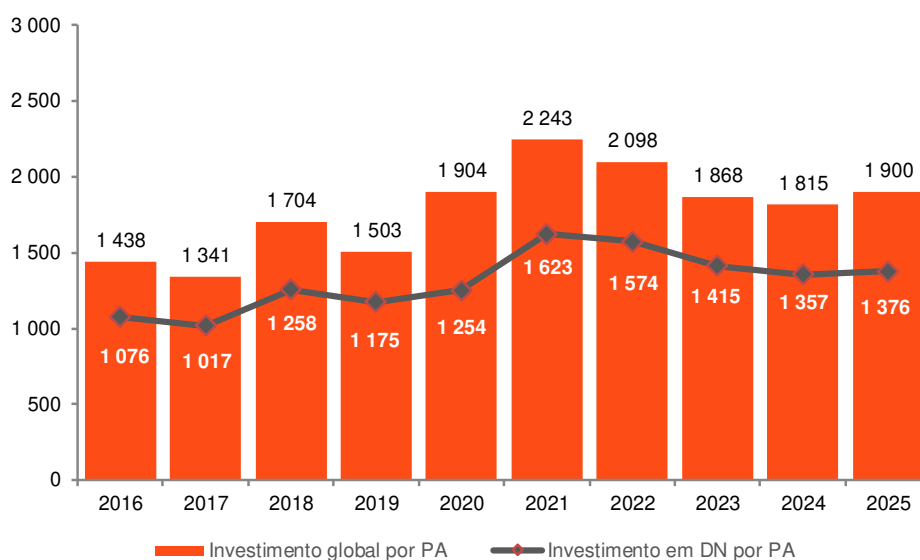


Figura 34 - Investimento por ponto de abastecimento

Nas ligações de novos PA, a estabilidade do custo unitário do investimento global, sobre o qual se procura manter valores controlados, apenas é influenciada pela infraestruturação dos dois novos concelhos de Oliveira do Hospital e Vila Velha de Ródão, sendo que no período 2023-2025 os valores retomam a tendência do histórico. Este resultado decorre da cuidadosa calendarização anual dos investimentos e do equilíbrio na escolha dos projetos entre investimento de expansão comercial (DN) e de investimento de conformidade para renovação e modernização e de otimização da eficiência operacional que não aportam novos volumes de GN.

Considerando somente o custo unitário do investimento em DN verifica-se um nível estável que reflete as orientações da empresa para incremento de clientes abastecidos menos onerosos para o sistema de distribuição de GN. É possível verificar um ligeiro incremento no período inicial do plano de investimento que decorre igualmente das atividades iniciais nos novos concelhos.

## ❖ Evolução do número de pontos de abastecimento ligados à rede de GN e do gás natural veiculado (GWh)

Evolução do nº PA ligados e do GN veiculado (Gwh)

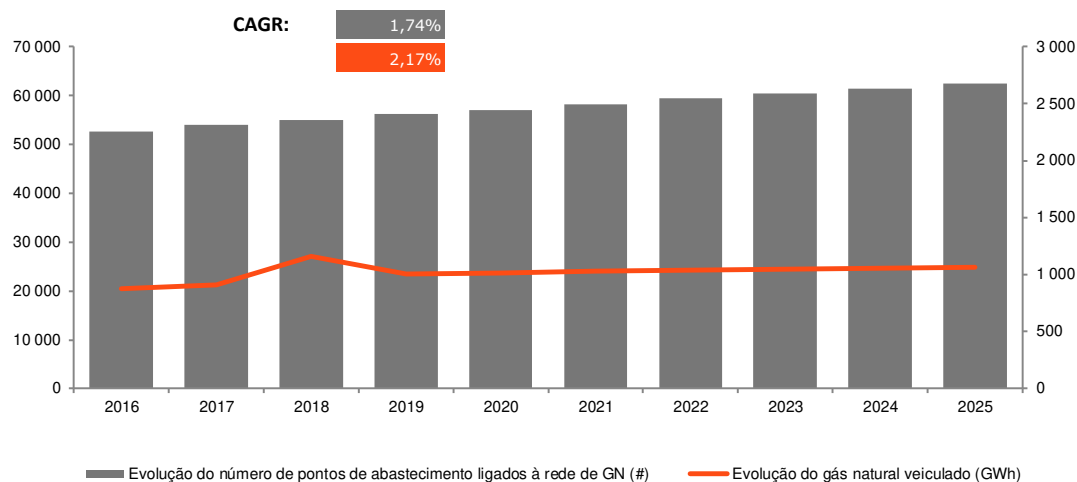


Figura 35 - Evolução de pontos de abastecimento e volume de GN

## ❖ 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. Conforme já referido anteriormente, o ano de 2018 apresenta um acréscimo de consumo decorrente do efeito de temperatura ao longo desse período, que se materializou essencialmente no consumo doméstico.

Como ilustrado na figura seguinte, verifica-se que para todos os anos do plano de investimento (2021-2025) foi estimado um consumo médio unitário por ponto de abastecimento inferior ao valor real registado no ano de 2018.

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

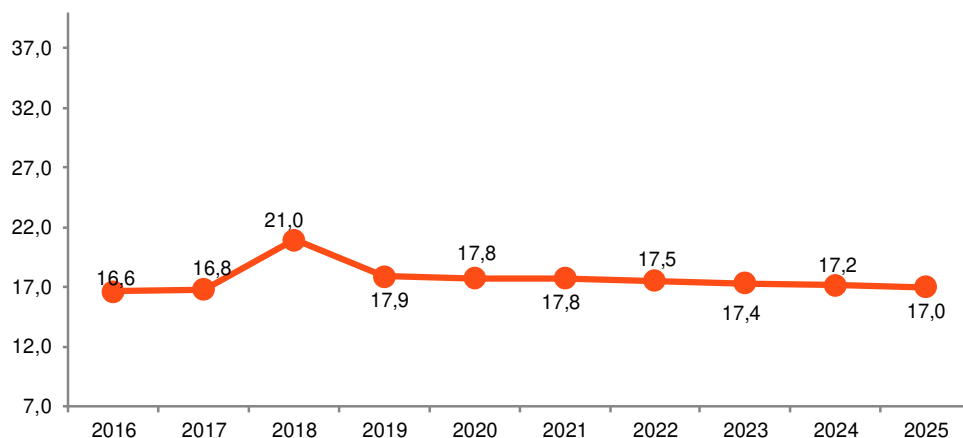


Figura 36 - Evolução do GN distribuído por ponto de abastecimento

❖ **Evolução RAB unitário por ponto de abastecimento e por energia**

O gráfico ilustra a evolução favorável do RAB para efeito do impacto na tarifa de distribuição. Progressivamente o valor unitário do RAB vai-se reduzindo com impacte decrescente nos proveitos permitidos. O custo de investimento por cliente ligado é cada vez menor, bem como o custo por cada unidade de energia veiculada, o que contribui positivamente para a redução da tarifa de URD.

RAB / PA (m€)

RAB / VOLUME (m€/GWh)

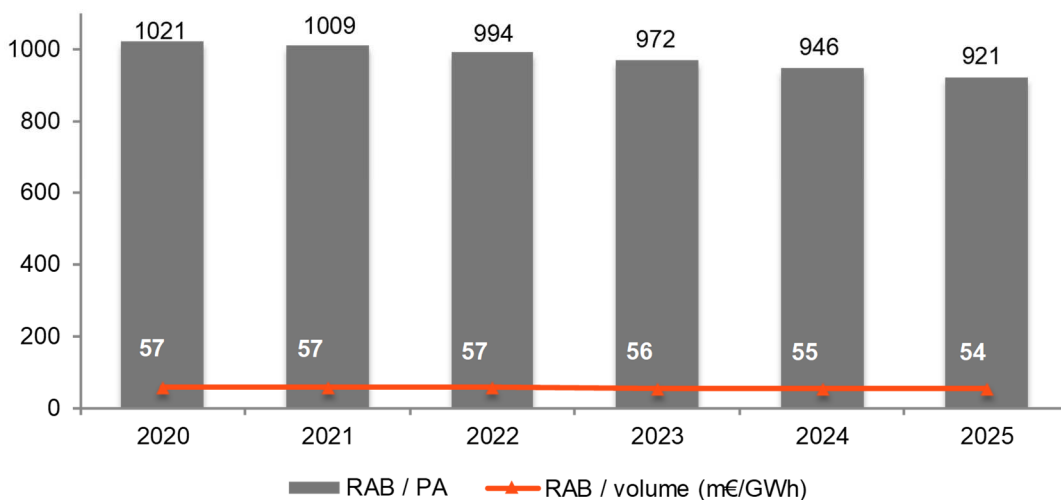


Figura 37 - Evolução do valor do ativo por ponto de abastecimento e volume

#### ❖ 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.

TOTEX unitário por cliente abastecido (€ / PA)

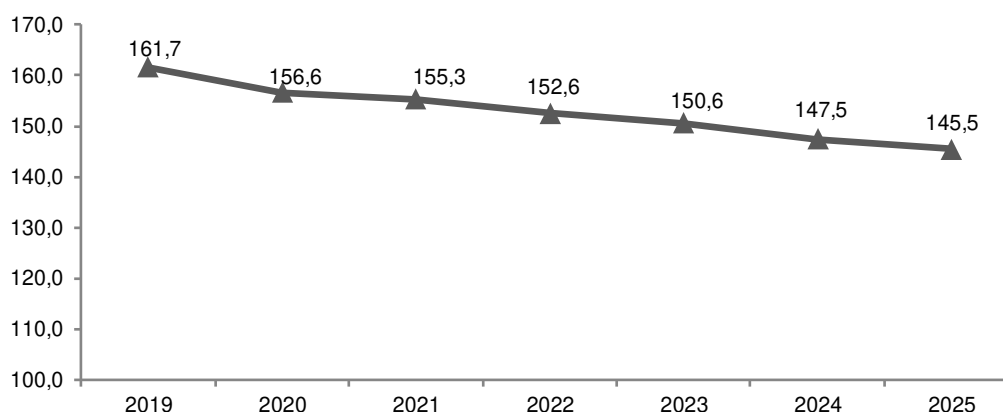


Figura 38 - Evolução do TOTEX unitário por cliente abastecido

### ❖ 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 investimentos dos novos concelhos, têm uma tendência marginalmente decrescente. Esta tendência merece especial relevância por estarmos num cenário de grande otimização ao nível dos custos, decorrente dos exigentes parâmetros de eficiência estabelecidos pela ERSE desde o início da atividade regulatória.

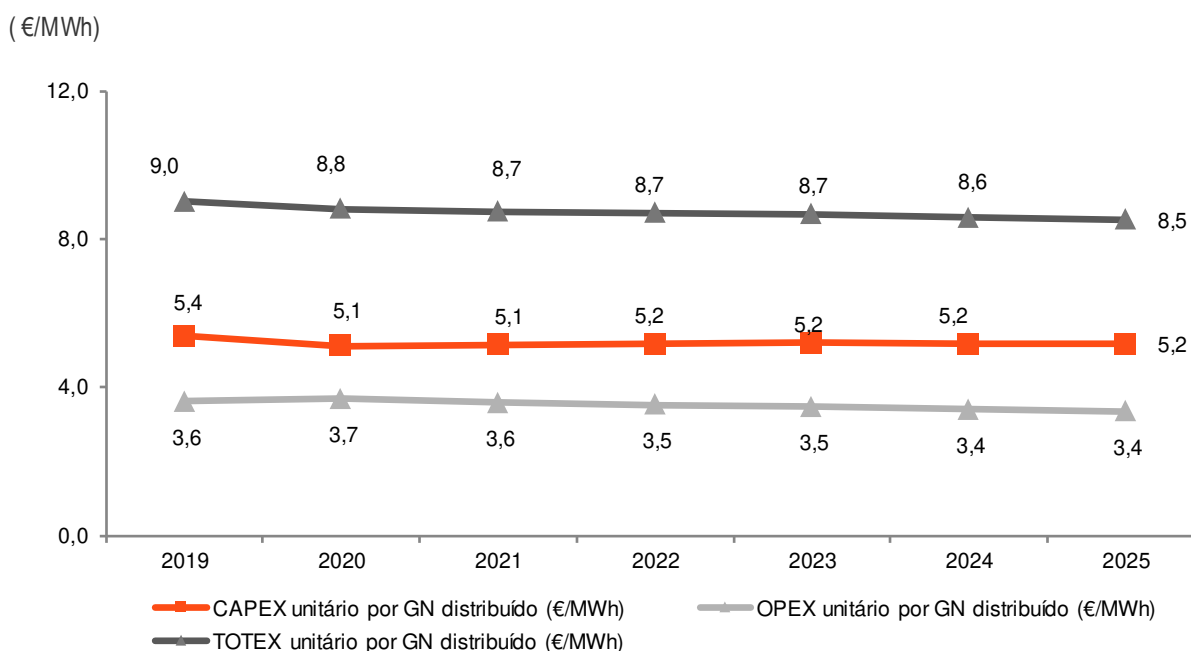


Figura 39 - Evolução do custo unitário €/MWh

### 09.3.2 Avaliação global do impacto do plano

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

- A projeção do investimento total para 2021-2025
- A informação publicada pela ERSE para o ano gás 2019-2020<sup>28</sup>
- A entrada em serviço do ativo no ano da realização do investimento.

<sup>28</sup> ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2019-2020” - junho 2019

Os pressupostos de suporte à avaliação constam do anexo 08.4.

Quadro 29 – Pressupostos para a avaliação

	<b>2020</b>
RAB (m€)	58 126
Taxa de remuneração do ativo	5,20%
Amortizações do exercício (m€)	2 152
CAPEX (m€)	5 175
OPEX (m€)	3 740
<b>TOTEX (m€)</b>	<b>8 915</b>
Volume (MWh)	1 011 665
<b>TOTEX / MWh</b>	<b>8,81 €</b>

O gráfico seguinte ilustra a evolução do diferencial acumulado do custo por unidade de energia com o investimento previsto na proposta de PDIRD-GN. Verifica-se, mesmo considerando os novos concelhos, 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.

$\Delta\%$  Diferencial acumulado de custo unitário

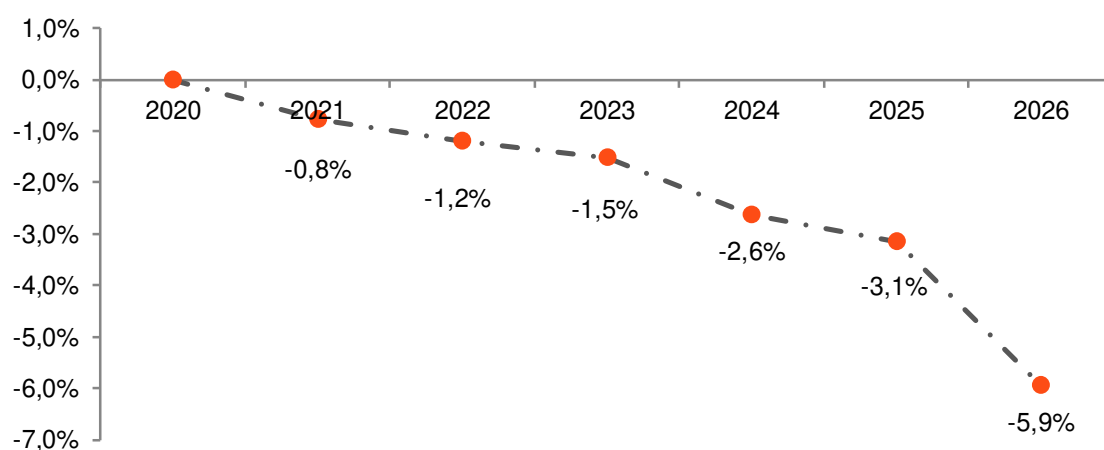


Figura 40 - Impacte no custo unitário de energia 2021-2025



Em 2026<sup>29</sup> o custo unitário é de **8,29 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 0,52€ (-6,2%) face ao valor de partida de **8,81 €/MWh** do ano de 2020.

O quadro que se segue ilustra o cenário base, resultante das previsões da empresa, tendo sido ainda considerados cenários alternativos, mediante diferentes evoluções da procura.

Pelo fato de o volume ser a variável mais sensível, as simulações foram efetuadas com base no consumo de gás natural, mantendo constantes as restantes variáveis.

**Cenário Base:** pressupõe consumo médio unitário apurado com base na média dos valores reais verificados no período 2015-2019 para cada concelho. Esta premissa visa limitar o impacto das variações anuais dos consumos médios devidos a fatores conjunturais, nomeadamente quanto à variação das condições climáticas.

Foram considerados **3 cenários complementares** de projeção da procura de GN:

O **cenário I** pressupõe um consumo unitário por ponto de abastecimento, a partir do ano de 2020, que será semelhante ao consumo médio registado nos últimos 5 anos.

No **cenário II**, pressupõe-se que o consumo unitário por ponto de abastecimento registado em 2019 se manterá durante o período 2020 a 2025.

No **cenário III** pressupõe-se que o volume total do ano de 2019<sup>30</sup> se manterá constante nos anos seguintes.

Os cenários II e III correspondem aos cenários utilizados pela ERSE na avaliação dos anteriores PDIRD-GN 2017-2021 e 2019-2023.

---

<sup>29</sup> Ano cruzeiro

<sup>30</sup> Ano fechado

Quadro 30 – Cenário e Análises de Sensibilidade

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RAB (m€)	58 126	58 688	59 011	58 741	58 189	57 437	54 831
Taxa de remuneração do ativo	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%
Amortizações do exercício (m€)	2 152	2 264	2 308	2 407	2 434	2 518	2 462
CAPEX (m€)	5 175	5 316	5 377	5 461	5 460	5 505	5 314
<b>Cenário base do PDIRD 2021-2025</b>							
OPEX (m€)	3 740	3 713	3 681	3 647	3 610	3 570	3 499
<b>TOTEX (m€)</b>	<b>8 915</b>	<b>9 029</b>	<b>9 058</b>	<b>9 108</b>	<b>9 070</b>	<b>9 074</b>	<b>8 812</b>
Volume (MWh)	1 011 665	1 032 754	1 040 429	1 049 452	1 057 146	1 063 236	1 063 236
<b>TOTEX / MWh</b>	<b>8,81</b>	<b>8,74</b>	<b>8,71</b>	<b>8,68</b>	<b>8,58</b>	<b>8,53</b>	<b>8,29</b>
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,07 €	-0,04 €	-0,03 €	-0,10 €	-0,05 €	-0,25 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-0,78%	-0,42%	-0,32%	-1,14%	-0,53%	-2,89%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,07 € -	0,11 € -	0,13 € -	0,23 € -	0,28 € -	0,52 € -
<b>Δ% Diferencial acumulado de custo unitário</b>	-	-1%	-1%	-2%	-3%	-3%	-6%
<b>CENÁRIO I</b>							
CAPEX (m€)	5 175	5 316	5 377	5 461	5 460	5 505	5 314
OPEX (m€)	3 740	3 709	3 678	3 646	3 611	3 572	3 501
<b>TOTEX (m€)</b>	<b>8 915</b>	<b>9 025</b>	<b>9 055</b>	<b>9 107</b>	<b>9 071</b>	<b>9 077</b>	<b>8 815</b>
Volume (MWh)	1 011 665	1 023 983	1 034 244	1 047 955	1 059 568	1 068 192	1 068 192
<b>TOTEX / MWh</b>	<b>8,81</b>	<b>8,81</b>	<b>8,76</b>	<b>8,69</b>	<b>8,56</b>	<b>8,50</b>	<b>8,25</b>
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,00 €	-0,06 €	-0,06 €	-0,13 €	-0,06 €	-0,25 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	0,02%	-0,66%	-0,74%	-1,49%	-0,75%	-2,88%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,00 € -	0,06 € -	0,12 € -	0,25 € -	0,31 € -	0,56 € -
<b>Δ% Diferencial acumulado de custo unitário</b>	-	0%	-1%	-1%	-3%	-4%	-6%
<b>Cenário II</b>							
CAPEX (m€)	5 175	5 316	5 377	5 461	5 460	5 505	5 314
OPEX (m€)	3 740	3 700	3 669	3 636	3 600	3 561	3 490
<b>TOTEX (m€)</b>	<b>8 915</b>	<b>9 016</b>	<b>9 046</b>	<b>9 097</b>	<b>9 060</b>	<b>9 066</b>	<b>8 804</b>
Volume (MWh)	1 011 665	1 005 894	1 014 856	1 026 754	1 036 855	1 044 409	1 044 409
<b>TOTEX / MWh</b>	<b>8,81</b>	<b>8,96</b>	<b>8,91</b>	<b>8,86</b>	<b>8,74</b>	<b>8,68</b>	<b>8,43</b>
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,15 €	-0,05 €	-0,05 €	-0,12 €	-0,06 €	-0,25 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	1,72%	-0,56%	-0,60%	-1,37%	-0,67%	-2,89%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,15 €	0,10 €	0,05 € -	0,07 € -	0,13 € -	0,38 € -
<b>Δ% Diferencial acumulado de custo unitário</b>	-	2%	1%	1%	-1%	-1%	-4%
<b>Cenário III</b>							
CAPEX (m€)	5 175	5 316	5 377	5 461	5 460	5 505	5 314
OPEX (m€)	3 740	3 701	3 665	3 626	3 586	3 544	3 473
<b>TOTEX (m€)</b>	<b>8 915</b>	<b>9 017</b>	<b>9 042</b>	<b>9 088</b>	<b>9 046</b>	<b>9 048</b>	<b>8 787</b>
Volume (MWh)	1 011 665	1 006 851	1 006 851	1 006 851	1 006 851	1 006 851	1 006 851
<b>TOTEX / MWh</b>	<b>8,81</b>	<b>8,96</b>	<b>8,98</b>	<b>9,03</b>	<b>8,98</b>	<b>8,99</b>	<b>8,73</b>
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,14 €	0,03 €	0,05 €	-0,04 €	0,00 €	-0,26 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	1,63%	0,28%	0,50%	-0,45%	0,02%	-2,89%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,14 €	0,17 €	0,21 €	0,17 €	0,17 € -	0,08 € -
<b>Δ% Diferencial acumulado de custo unitário</b>	-	2%	2%	2%	2%	2%	-1%

O gráfico seguinte ilustra a evolução do custo total por unidade de volume de GN veiculado, de acordo com os resultados dos cenários anteriormente detalhados. Como seria expectável, por estarmos perante um plano que contempla investimento para a ligação de novos concelhos, apenas o cenário I apresenta uma tendência de aumento no primeiro ano de investimento, verificando-se nos restantes cenários uma diminuição do proveito unitário, o que é favorável para a tarifa de URD.

Importa referir que, no caso particular de Oliveira do Hospital, o cenário I revela-se altamente prejudicial para efeitos de análise, na medida em que os consumos identificados dos clientes industriais foram desenvolvidos numa base individual e específica. Por esse motivo, e uma vez que o consumo médio dos clientes identificados é superior à média da concessão, a análise no cenário I que assume a média do ORD revela-se desajustada perante a realidade dos consumos dos clientes identificados na zona industrial de Oliveira do Hospital.

TOTEX / MWh (euros)

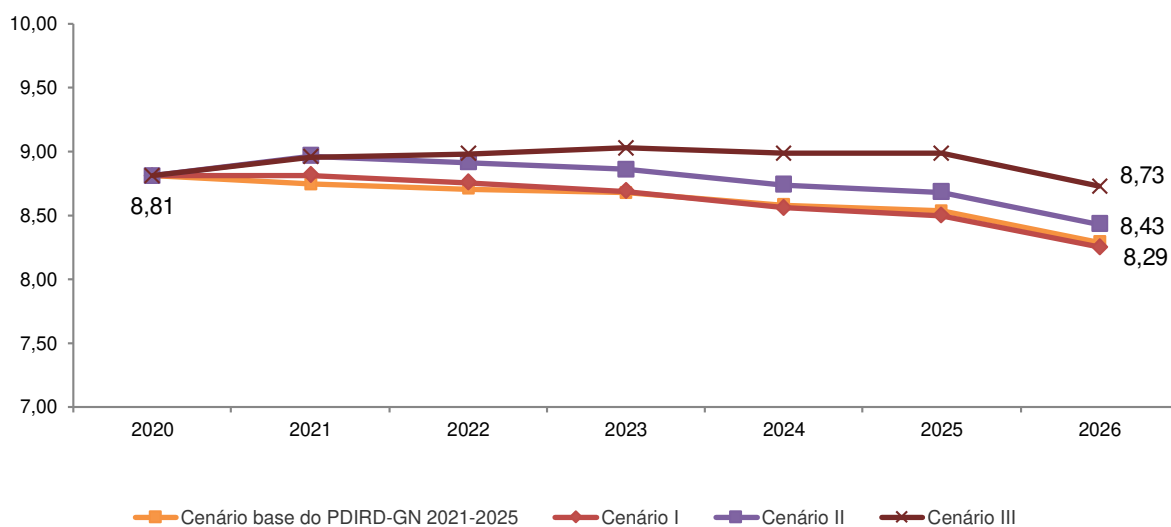


Figura 41- Evolução do TOTEX por MWh 2021-2025

### 09.3.3 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.

Quadro 31 - Investimento por ponto de abastecimento por concelho

<b>Projetos</b>	<b>Investimento (m€)</b>	<b>Volume adicional ano cruzeiro (GWh)</b>	<b>PA</b>	<b>Investimento por PA (€/PA)</b>
Projeto DN - Castelo Branco	600	5,9	445	1 348
Projeto DN - Covilhã	451	0,8	319	1 414
Projeto DN - Fundão	123	0,3	86	1 436
Projeto DN - Guarda	388	1,1	277	1 401
Projeto DN - Lamego	378	0,7	268	1 412
Projeto DN - Lousã	259	0,4	186	1 393
Projeto DN - Mangualde	70	7,6	52	1 340
Projeto DN - Miranda do corvo	1 973	3,1	1 451	1 360
Projeto DN - Mortágua	105	0,3	75	1 404
Projeto DN - Nelas	58	0,1	41	1 416
Projeto DN - Santa Comba Dão	97	0,2	70	1 392
Projeto DN - Seia	231	0,5	170	1 360
Projeto DN - Tondela	131	0,3	100	1 307
Projeto DN - Viseu	1 457	4,4	1 117	1 305
Projeto DN - Vila Velha Rodão	915	5,0	405	2 260
Projeto DN - O. Hospital	1 714	10,8	994	1 724
<b>Total Investimento DN</b>	<b>8 952</b>	<b>41,3</b>	<b>6 056</b>	<b>1 478</b>
Outros investimentos	2 822			n.a.
<b>Investimento global do PDIRD</b>	<b>11 774</b>	<b>41,3</b>	<b>6 056</b>	<b>1 944</b>



## Em síntese

As projeções de investimento para o período 2021-2025:

- Reforçam os ativos de distribuição para os novos desafios da transição energética para uma economia de neutralidade carbónica, com o consumo de gases renováveis;
- 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 ORD da Distribuição do grupo GGND e por outro, alguma prudência quanto às alterações de pressupostos de suporte às projeções por revisão das condições regulamentares;
- Confirmam a tendência de estabilização da evolução do nível de investimento anual, depois da quebra acentuada no período 2008-2015;
- Confirmam o esforço de consolidação dos níveis de eficiência do investimento pela manutenção dos principais indicadores em níveis estáveis e reduzidos;
- Prevê-se a infraestruturização de dois novos concelhos, Oliveira do Hospital e Vila Velha de Rodão, este último apenas no que concerne à malha urbana na medida em que já existe abastecimento a clientes industriais.
- Mantém-se um nível reduzido e estável de dotação orçamental para a ligação de novos clientes para o SNGN cumprindo as metas de eficiência consolidadas no grupo GGND;
- 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 abrangida.

# 10 Benefícios associados ao investimento previsto



Para os projetos de investimento de conformidade, “Investimento em infraestruturas de distribuição existentes e outras infraestruturas” (tipologia 2) e “Investimento em outras atividades” (tipologia 3) 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, nomeadamente permitindo a sua utilização para veicular gases renováveis, tais como o biometano e o hidrogénio.

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 gás (GN e gases renováveis).
- Promoção racional da cobertura do território nacional com infraestruturas de distribuição de gases (GN e renováveis).
- Desenvolvimento racional e eficiente do mercado de gás (GN e gases renováveis) através da otimização dos ativos estruturantes já realizados com foco na saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturas de distribuição de gás. 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 gás através da compensação da saída de clientes por novos pontos de consumo de gás. A saída de clientes do sistema leva à redução de consumo de gás com impacte negativo na tarifa de uso das redes de distribuição que pode ser compensada com a entrada de novos pontos de consumo.
- Expansão e consolidação das infraestruturas de distribuição, incrementando o mercado potencial para o consumo de gases renováveis.

## 10.1 Dimensão social, do bem-estar e segurança

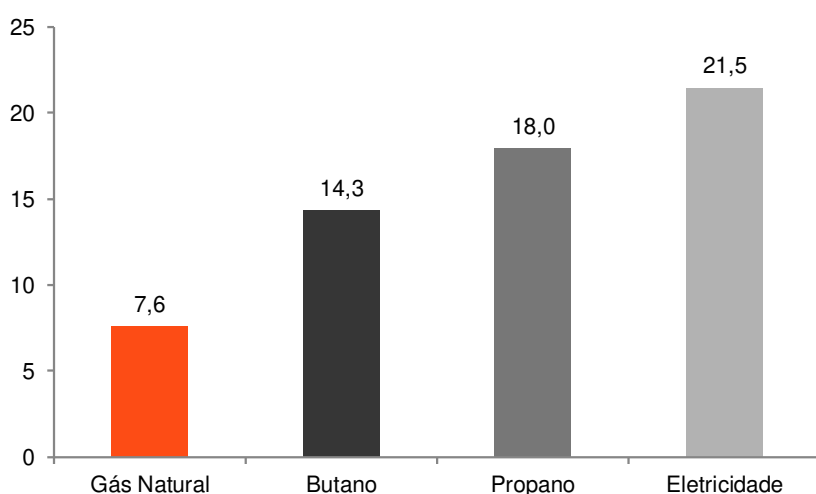
- Instrumento que contribui para a **redução das assimetrias** regionais com a disponibilização de um serviço público com as mesmas valências nas diferentes áreas geográficas de distribuição de GN (e futuramente de gases renováveis) permitindo às famílias e às indústrias terem o acesso às infraestruturas reguladas de distribuição de gás.
- Alargamento geográfico do serviço público de distribuição de gás possibilitando o acesso ao GN (e futuramente de gases renováveis) 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 gás modernas, da cultura, das obrigações e organização dos ORD).
  - Mais **económica**: Conforme ilustrado no gráfico abaixo, as tarifas de Gás Natural permitem reduzir significativamente a fatura energética, tanto para o segmento residencial como empresarial, face a outras fontes de energia disponíveis.



- o Com elevados padrões de **qualidade de serviço**, (decorrente da própria organização e cultura dos ORD, nos níveis de qualidade exigidos pela natureza de serviço público e pela regulação).

No anexo 08.3 estão ilustrados os valores dos indicadores da Qualidade de Serviço referente a 2019.

Custo Médio da Energia em Portugal (cent/KWh, 2019)



Fontes: Eurostat, DGEG, Linde Gas, Deco Proteste, Galp  
Preço de Butano em garrafa e Propano canalizado  
Considerada retenção de 10% de gás Butano na garrafa

Figura 42 - Custo médio da energia em Portugal

## 10.2 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 m<sup>3</sup> 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 ORD 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 receptividade depende das condições da oferta comercial dos ORD, nomeadamente numa lógica de equidade e de justiça no acesso ao GN comparando com os clientes já ligados.

O investimento em adaptação ou construção de instalações de utilização de clientes dos ORD 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 ORD 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 necessárias condições para uma promoção eficiente do Gás Natural.



### 10.3 Posicionamento concorrencial com outras energias

Decorrente do processo de liberalização, temos hoje um mercado liberalizado e competitivo com existência de várias Comercializadoras em regime de concorrência.

Contudo, a organização atual do setor do GN evidenciou um vazio de iniciativas que promovem o GN. Os Agentes de Mercado deixaram de ter iniciativas para a promoção de GN. As Comercializadoras têm na sua carteira produtos substitutos e mesmo concorrentes do GN.

O foco comercial das Comercializadoras foi-se direcionando para o mercado já ligado ao GN, numa dinâmica de crescimento através do *switching* e de ofertas de serviços e soluções multiproduto.

Os ORD tornam-se o principal *player* que só depende do GN e desta forma constituem-se como pilar principal para a promoção da utilização do GN como condição necessária para a sustentabilidade do setor.

A sustentabilidade e a competitividade do SNGN assentam em várias premissas que devem ser asseguradas pelas iniciativas dos principais *players* do setor:

- Diversidade de ofertas de fornecimento (liberalização do mercado).
- Definição de regras para o investimento.
- Eficiência dos custos.
- Promoção do GN e investimentos sustentáveis direcionados para a procura.

As 3 primeiras condições foram asseguradas pelas iniciativas do Regulador enquanto a promoção do GN que também fica condicionada ao enquadramento regulatório, pode ser garantida com o contributo e envolvimento dos ORD.

As regras atualmente em vigor vêm reforçando os condicionalismos da promoção da adesão ao GN através da otimização comercial das infraestruturas de distribuição dos ORD.

Verifica-se uma falta de estímulo para o desenvolvimento do mercado de GN e da sua sustentabilidade num enquadramento pouco competitivo para a promoção do GN.



Figura 43 – Comparação entre eletricidade, GN e outras energias

As condições de adesão às ofertas comerciais são fortemente desfavoráveis e pouco atrativas para permitir o desenvolvimento do mercado de GN que não possui as características do mercado da eletricidade. O GN tem substitutos.

Sem os adequados incentivos, a adesão ao GN é limitada, nomeadamente atendendo às energias alternativas que atuam com condições menos restritivas face ao quadro regulatório do GN, tanto para os clientes com consumo anual inferior a 10 mil m<sup>3</sup> como para os clientes com consumo superior, nomeadamente o segmento industrial.

As regras atuais não possibilitam a promoção do GN para clientes com consumo anual superior a 10 mil m<sup>3</sup> que poderiam aportar maiores volumes de GN ao sistema e desta forma contribuir positivamente para as tarifas, quando outras fontes de energia podem ter iniciativas proactivas e agressivas para captar estes clientes sem a concorrência do GN. Por exemplo, oferecendo descontos sobre o produto ou suportando o investimento inicial da instalação mesmo que depois o custo unitário do produto seja mais elevado. Os clientes, nomeadamente do setor industrial, são muito sensíveis a essas condições comerciais que os ORD não podem oferecer por não serem o fornecedor de GN do cliente final, o que coloca o GN numa posição concorrencial desfavorável face à sua concorrência.

Atualmente o GN desapareceu da dinâmica de mercado ficando limitado a um papel passivo, a aguardar a eventual manifestação de vontade de um potencial cliente, nomeadamente mais sensível aos impactes ambientais das alternativas de energia. Para o segmento de clientes com consumo superior a 10 mil m<sup>3</sup> é possível assegurar a criação de condições para alavancar o volume para o sistema através de um esforço de captação e com a possibilidade de investimento no ponto de consumo.

A experiência tem demonstrado que as condições de acesso à rede não são incentivadoras para a escolha do GN e têm limitado a efetivação das ligações dos requisitantes que acabam por não darem seguimento às propostas de orçamento. As propostas são ainda mais agravadas para os clientes residenciais que como consumidores finais, têm de suportar o valor do IVA, o que é relevante quando no processo só confrontamos o valor de referência definido e o custo unitário médio efetivo suportado pelo ORD que não inclui o valor do IVA que se traduz para o consumidor final num incremento de 23% sobre o valor da sua participação.

A atividade de conversão e reconversão de locais de consumo constitui-se como o único pilar que ainda contribui para o desenvolvimento do GN, mas com perímetro limitado ao segmento de clientes com consumo anual inferior a 10 mil m<sup>3</sup>.

O GN é um bem essencial e é fundamental encontrar um equilíbrio entre o seu desenvolvimento e a eficiência com que é feito.

Considerando o enquadramento do GN pensamos que é possível, sem colocar em causa o estado atual do setor, fazer alguns ajustamentos que permitem atenuar as limitações e contribuir para o desenvolvimento natural do mercado, respeitando, contudo, os princípios de eficiência do investimento necessário à ligação de novos pontos de consumo.

Neste contexto exige-se uma atuação responsável dos ORD, orientada para a sustentabilidade do Sistema e para a Competitividade do Gás Natural, repondo algum equilíbrio nas condições de concorrência<sup>31</sup> do setor no mercado global de energia, atualmente pouco favoráveis para o Gás Natural.

---

<sup>31</sup>O mercado e suas condições e regras desequilibradas de cada fonte de energia introduzem distorções na concorrência em detrimento do GN

De referir ainda que a ideia recorrente do que os clientes atuais do sistema não devem ser penalizados e suportar custos de adesão dos novos clientes não tem razão de ser. De facto, os clientes já ligados no sistema foram beneficiados em termos de condições de acesso ao GN com participações mais favoráveis que as atuais. É também de referir que estas participações fazem parte do investimento incluído no RAB para efeito de remuneração da atividade de distribuição até ao termo da concessão, o que faz com que os novos e futuros clientes suportarão, através das tarifas de uso da rede de distribuição (URD), as condições favoráveis dos clientes já ligados. Seria de todo injusto e discriminatório que os futuros clientes suportassem o acesso ao GN dos anteriores sem poder a ter acesso a algum programa de incentivo semelhante que evite um tratamento diferenciado.

No que diz respeito à expansão de rede para ligação de novos locais de consumo doméstico ou pequenos terciários, é fundamental garantir que o custo das operações de ligação não cria discriminação face a clientes que já se encontram ligados ao sistema. O crescimento sustentável e progressivo do sistema é a única forma de garantir novos clientes e novos consumos, que compensarão as inevitáveis rescisões contratuais. O saldo de novas ligações versus rescisões tem de ser mantido positivo sob pena de os custos aumentarem para todos os clientes do SNGN.

Os fundamentos da proposta não podem ignorar os princípios de não discriminação e de igualdade de tratamento e oportunidade de acesso ao serviço público de distribuição de GN para os potenciais futuros consumidores, assegurando uma aproximação das condições da oferta comercial que beneficiaram os clientes já ligados, quando o acréscimo de novos consumidores acaba por ser marginal face à base de clientes já abastecidos.

#### **10.4 Dimensão social e económica do 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 *BackOffice* de suporte e em campo de operações.

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

Esta atividade também contribui para a criação e manutenção de numerosos 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.

Considerando o nível regular da atividade de ligação de novos clientes, que se tem verificado e que se mantém no plano 2021-2025, é esperada a manutenção dos atuais **77 postos de trabalho permanentes** e diretamente ligados a esta atividade.



## 10.5 Dimensão económica

### ❖ Orientação dos ativos da distribuição para os gases renováveis

No quadro em curso de transição energética para uma economia neutra em carbono, o cenário com o aproveitamento dos ativos de distribuição de GN, apresenta-se como uma solução economicamente mais vantajosa e permite alcançar os objetivos definidos para 2050.

Como já referido no capítulo 4 e no próprio sumário executivo, este caminho para a descarbonização do sistema energético nacional apresenta uma poupança de 9 mil milhões para a economia Portuguesa face ao cenário de eletrificação a 100%<sup>32</sup>;

O valor de cerca de 1,6 mil milhões de euros dos ativos afetos à Distribuição, ao qual se adicionam o valor dos restantes ativos afetos à cadeia de valor do GN e o valor das instalações e dos equipamentos dos consumidores, alcançamos um montante bastante relevante para a economia do país que não pode ser desperdiçado. Aliás no cenário de uma eletrificação total, ao valor global acima referido ainda teríamos de somar o investimento associado

<sup>32</sup> Estudo da Afry, "The role of Portuguese gas infrastructure in the decarbonization process"



à mudança de equipamentos a gás para eletricidade, à necessária adaptação das instalações dos consumidores e ainda fica a dúvida se não seriam necessários elevados investimentos na rede elétrica para suportar o significativo aumento de consumo. Estaria em causa uma elevada fatura para a economia nacional.

De acordo com o PNEC 2030:

*“Os gases renováveis, em particular o hidrogénio e o biometano, apresentam potencial para desempenhar um papel importante para potenciar a descarbonização de setores da economia que atualmente dispõem de poucas opções tecnológicas alternativas e onde a eletrificação no curto-médio prazo poderá traduzir-se em custos significativos.”*

#### ❖ **Impacte direto decorrente do próprio enquadramento do investimento na organização da atividade de distribuição de gás**

Considerando a característica dos investimentos orientados para a saturação das áreas já dotadas de infraestruturas, o investimento previsto permitirá a **rentabilização dos investimentos estruturantes** de ligação aos pontos de entrega do ORT ou UAG 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.

**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, infraestruturção 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 técnicas, 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 seguinte, pressiona o equilíbrio histórico da remuneração 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.

Investimento ligação clientes (mil €)

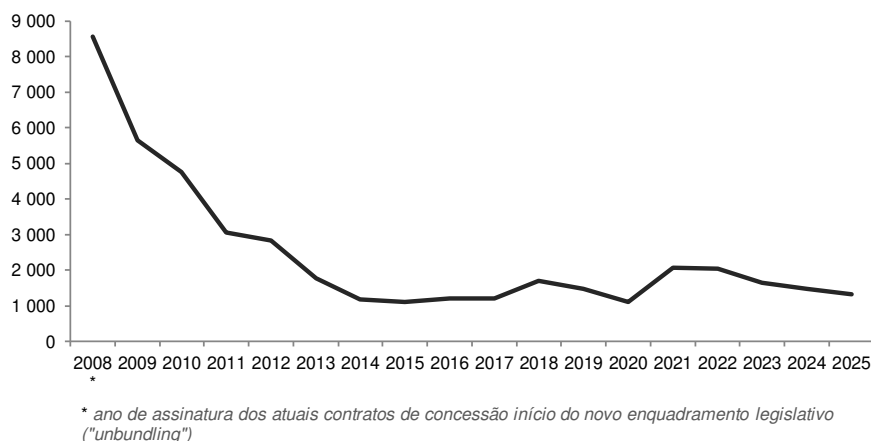


Figura 44 - Evolução no investimento em ligação de clientes

É exetável que reduções continuadas, e porventura ainda mais acentuadas, que as refletidas no plano de investimento se traduzirão numa reorganização dos serviços de *oustourcing* das operações de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência técnica, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição, com o incremento dos seus custos para compensar a perda de sinergias inerentes à capacidade instalada associadas aos projetos de investimento em ligação de novos clientes através da dinamização da atividade de integração de polos de consumo existentes com o investimento em conversões e reconversões de instalações de utilização dos clientes.

Para manter os níveis de serviço atuais da operação corrente, seria necessário um incremento anual de custos na ordem de **940 mil€**, para remunerar a capacidade instalada exigida.



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

No seio do grupo GGND 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 5.

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 2<sup>33</sup>

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 dos locais já dotados de infraestruturização de distribuição de GN e na extensão gradual da cobertura geográfica para novos locais, o que promove uma otimização dos ativos estruturantes existentes e a manutenção de um nível reduzido do 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-GN 2021-2025 inferior ao montante anual das amortizações da empresa o que se traduz numa redução do RAB 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.**

---

<sup>33</sup> Objetivos do PDIRD-GN

RAB (m€) e Volume (GWh)

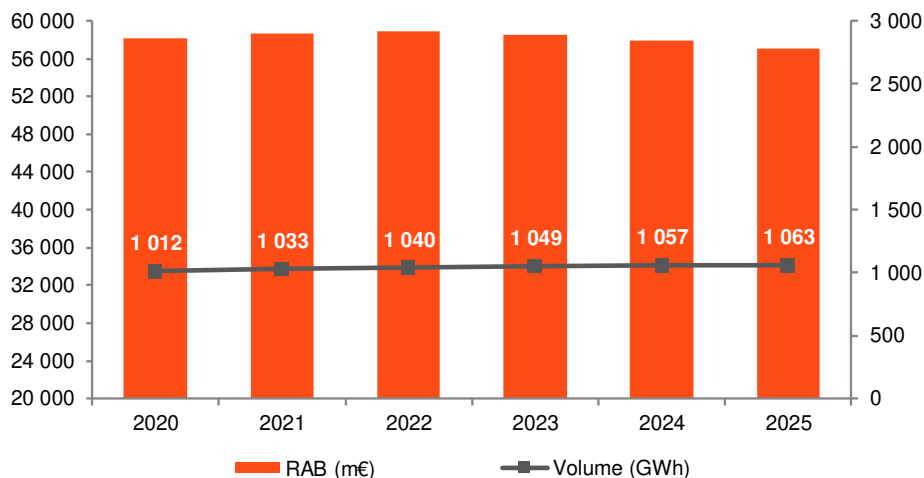


Figura 45 - Evolução da base de ativos regulados e GN distribuído 2021-2025

O gráfico anterior apresenta a relação entre a evolução da base de ativos regulada, sobre a qual incide a taxa de remuneração e que se mantém estável com tendência de redução, e o volume de gás distribuído que apresenta uma evolução positiva.

Numa fase em que as estruturas dos operadores já apresentam elevados níveis de eficiência, considera-se assinalável a relação de estabilidade do RAB perante o crescimento dos volumes, pressupondo uma tendência de impacto favorável na tarifa de utilização da rede de distribuição.

## 10.6 Dimensão ambiental

Portugal assumiu o objetivo de atingir a Neutralidade Carbónica<sup>34</sup> até 2050.

A introdução do GN constituiu um passo importante para a redução de emissões de carbono. Ainda hoje, com um ritmo mais moderado de expansão da infraestrutura de distribuição contribui para este desafio, substituindo fontes de energia mais poluentes (GPL, fuelóleo, ...).

As emissões de GN veiculado pelos ORD a nível nacional representavam em 2017, 6,5% das emissões do país e 0,1% das emissões de GEE das 27 nações

<sup>34</sup> Entendida como o balanço nulo entre emissões de GEE (gases de efeito de estufa) e remoções ou sequestro desses mesmos gases

que constituem a União Europeia. As emissões de Portugal só representam 1,8% das emissões da EU e 0,1% das emissões total registadas ao nível mundial com 49 200 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>e (sem LULUCF).



Figura 46 – Emissões de gases com efeito de estufa no mundo, Europa e Portugal<sup>35</sup>

Com a implementação das ações decorrente do PNEC 2030, quanto à orientação estratégica das infraestruturas de distribuição de GN que permitirão a introdução, distribuição e consumo de gases renováveis nos vários setores da economia, serão potenciados os níveis de redução de emissões de carbono com a maior incorporação de fontes renováveis no consumo final de energia.

Na fase de transição, a introdução do GN permitirá substituir fontes de energia com mais impactes negativos no meio ambiente, contribuindo positivamente para a **sustentabilidade ambiental**.

<sup>35</sup> Fontes: United Nations – Environment Programme – Emissions Gap Report 2018 / Pordata / ERSE

Fator de emissão de CO<sub>2</sub> (ton CO<sub>2</sub>/TJ)

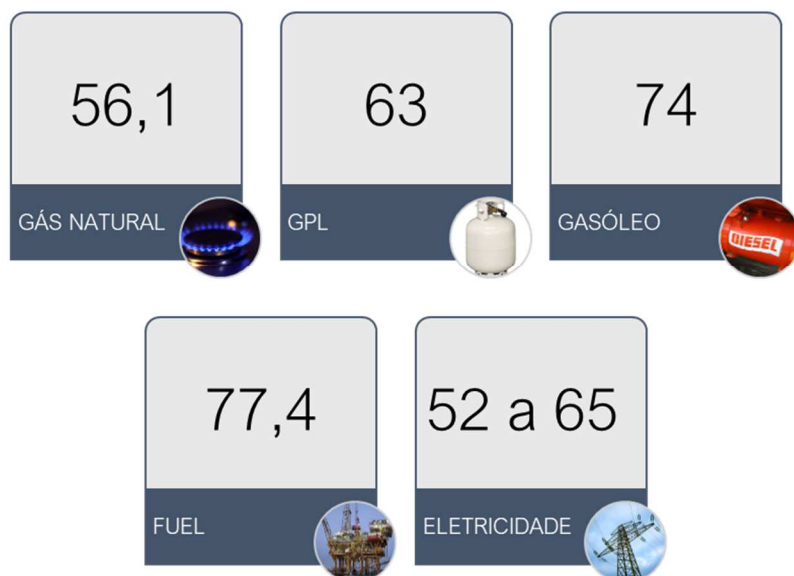


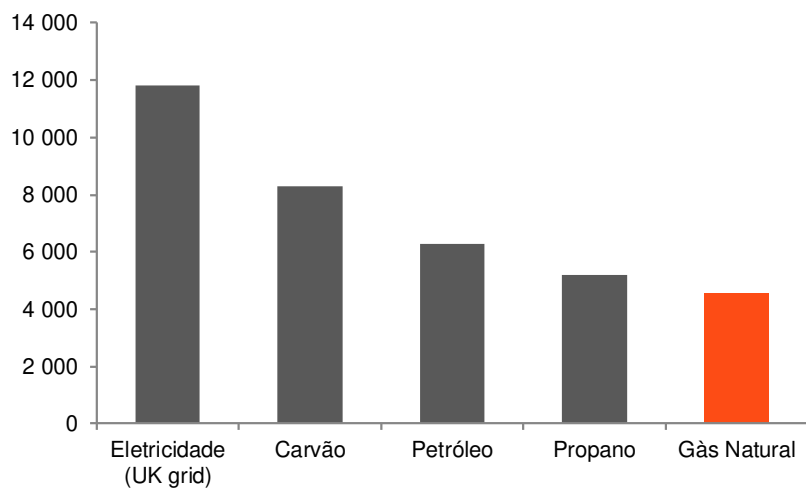
Figura 47 - Emissões de CO<sub>2</sub> por fonte de energia<sup>36</sup>

Tratando-se do combustível fóssil mais limpo, o gás natural deverá manter um importante papel para uma economia de baixo carbono. Comparado com as restantes fontes de energia, o gás natural apresenta menores emissões de CO<sub>2</sub>, contribuindo desta forma para uma maior preservação do meio ambiente.

O gráfico abaixo ilustra o bom comportamento do GN na sua utilização no setor doméstico

<sup>36</sup> Fonte: Eurogas

Emissões anuais de CO<sub>2</sub> para aquecimento de uma habitação  
(Kg)



Fontes: Eurogás

Figura 48 - Emissões de CO<sub>2</sub> para aquecimento de uma instalação

Em comparação com outros combustíveis, o gás natural reduz ainda significativamente as emissões de óxidos de azoto (NOx) e as emissões de partículas suspensas e dióxido de enxofre (SOx) são praticamente nulas, melhorando consequentemente a qualidade do ar.

# 11 Anexos



**ACOMPANHAMENTO DO PDIRD-GN 2019-2023**

		2019			
		Real	PDIRD 2019-2023	Δ	
Investimento DN - Ligação de clientes	m€	2 594	2 430	163	7%
Outros Investimentos em Infraestruturas	m€	540	333	207	62%
Investimento em Outras Atividades	m€	449	546	-98	-18%
<b>Total</b>	<b>m€</b>	<b>3 583</b>	<b>3 310</b>	<b>273</b>	<b>8%</b>
<b>INVESTIMENTO DN - LIGAÇÃO DE CLIENTES</b>					
<b>Realização Financeira</b>					
Rede Secundária	m€	766	512	254	50%
Ramais	m€	172	168	4	2%
Infraestruturação / clientes	m€	392	383	9	2%
Segmento Novo	m€				
Contadores / cadeias medida	m€	157	154	4	2%
<b>Total</b>	<b>m€</b>	<b>1 488</b>	<b>1 217</b>	<b>271</b>	<b>22%</b>
<b>Realização Física Anual</b>					
Clientes ligados	#	1 266	974	292	30%
Rede Secundária	kms	11	10	1	12%
Ramais	#	368	339	29	9%
Infraestruturação / clientes	#	896	816	80	10%
<b>Métricas operacionais</b>					
Inv DN / Cliente	€/ PA	1 175	1 249	-74	-6%
Rede / Cliente	metros / PA	8	10	-1	-14%
Clientes / km rede	PA / km	119	102	16	16%
Clientes / Ramal	PA	3,44	2,87	0,57	20%
<b>Custos unitários</b>					
Rede	€/metro	71,9	53,9	18,0	33%
Ramal	€	467,6	495,4	-27,8	-6%
Infraestruturação	€	437,2	468,8	-31,6	-7%
<b>Agregados operacionais</b>					
<b>Pontos Abastecimento Acumulados</b>	<b>#</b>	<b>56 163</b>	<b>55 673</b>	<b>490</b>	<b>1%</b>
BP <	#	55 877	55 389	488	1%
BP >	#	265	260	5	2%
MP	#	21	24	-3	-13%
<b>Volume total</b>	<b>MWh</b>	<b>1 006 851</b>	<b>972 285</b>	<b>34 566</b>	<b>4%</b>
BP <	MWh	150 295	165 066	-14 771	-9%
BP >	MWh	200 581	231 773	-31 192	-13%
MP	MWh	655 975	575 445	80 529,4	14%



**PROJEÇÕES PARA A ECONOMIA PORTUGUESA**  
(Taxa de variação anual %)

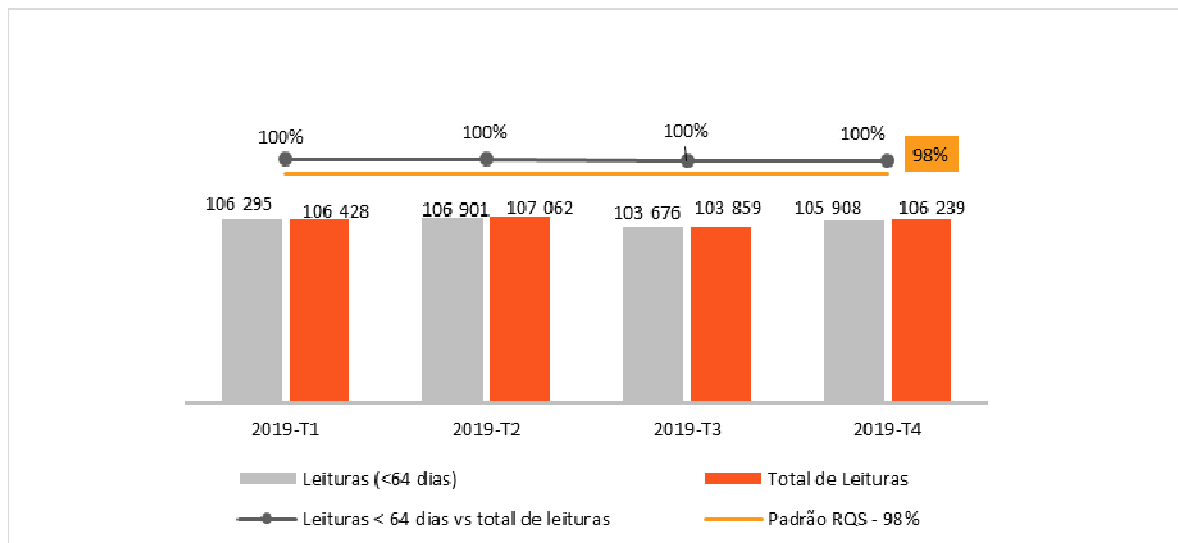
	Pesos 2018	BE de março de 2020						
		Cenário base				Cenário adverso		
		2019	2020 <sup>(p)</sup>	2021 <sup>(p)</sup>	2022 <sup>(p)</sup>	2020 <sup>(p)</sup>	2021 <sup>(p)</sup>	2022 <sup>(p)</sup>
Produto Interno Bruto	100	2,2	-3,7	0,7	3,1	-5,7	1,4	3,4
Consumo Privado	65	2,3	-2,8	1,4	2,9	-4,8	1,8	3,7
Consumo Público	17	0,8	2,1	-1,3	1,0	3,0	-2,0	1,1
Formação bruta de capital fixo	18	6,4	-10,8	2,9	7,9	-14,9	3,4	9,3
Procura Interna	100	2,8	-3,6	1,2	3,4	-5,5	1,4	4,2
Exportações	44	3,7	-12,1	4,2	5,5	-19,1	7,4	5,6
Importações	43	5,2	-11,9	5,5	6,2	-18,7	7,5	7,4
Emprego <sup>(a)</sup>		0,8	-3,5	0,7	1,8	-5,2	1,2	2,8
Taxa de desemprego (nível, %)		6,5	10,1	9,5	8,0	11,7	10,7	8,3
Balança Corrente e de Capital (% PIB)		0,9	2,0	2,4	1,3	2,0	2,9	1,4
Balança de Bens e Serviços (% PIB)		0,4	1,0	0,6	0,2	1,0	1,0	0,3
Índice harmonizado de preços no consumidor (IHPC)		0,3	0,2	0,7	1,1	-0,1	0,5	0,7

Fontes: Banco de Portugal e INE

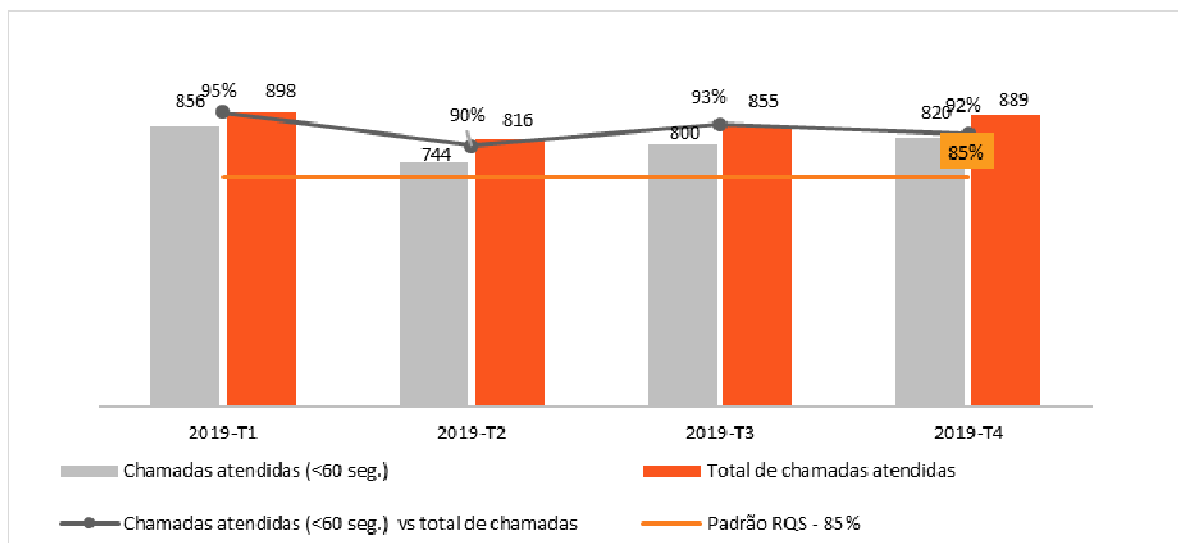
Notas: (p) - projetado; (a) Emprego total em número de indivíduos de acordo com o conceito de Contas Nacionais

## INDICADORES DA QUALIDADE DE SERVIÇO

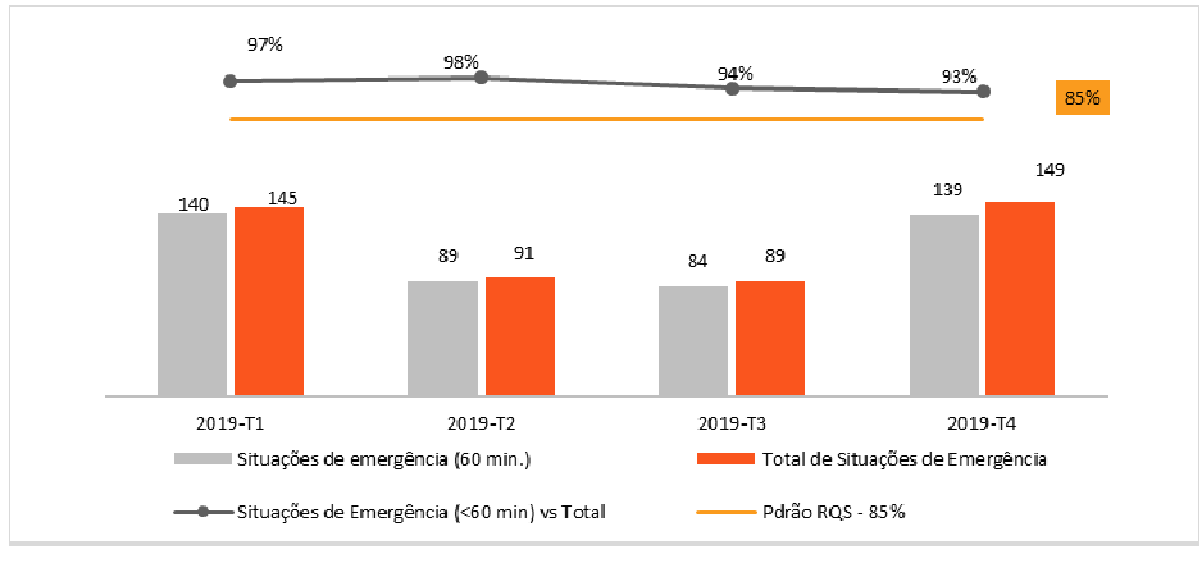
### Leituras de contadores (64 dias)



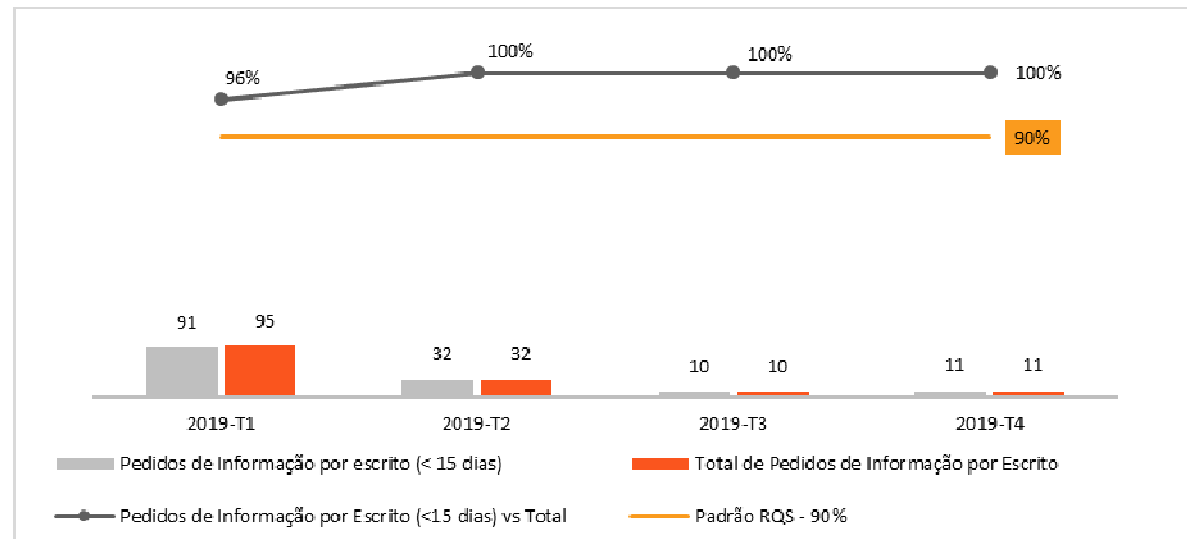
### Atendimento telefônico de emergência - Espera em segundos



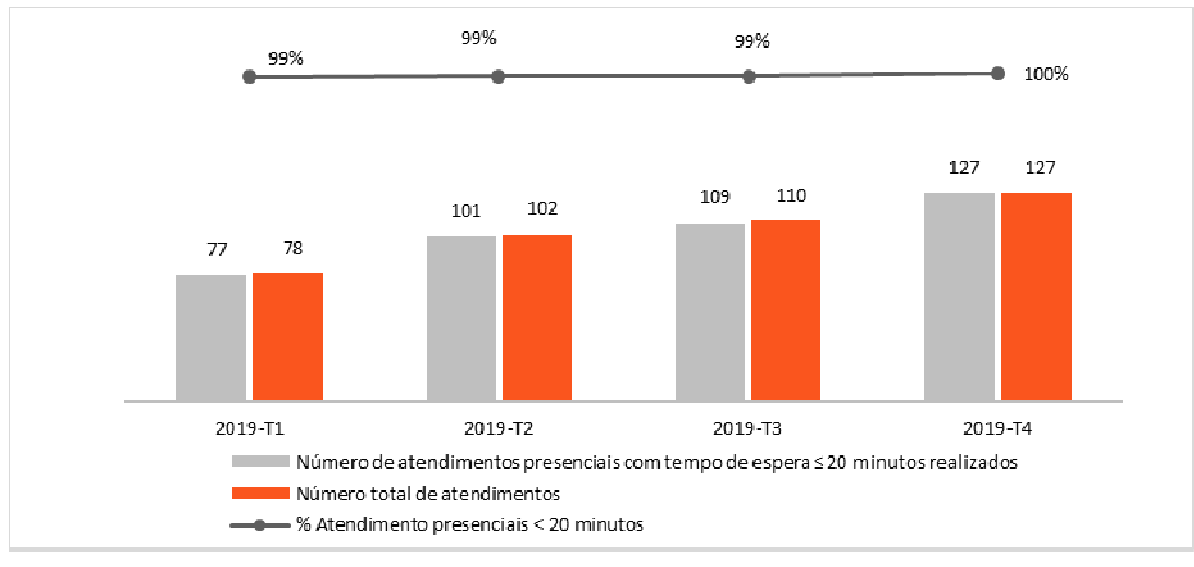
### Resposta a situações de emergência (60 min.)



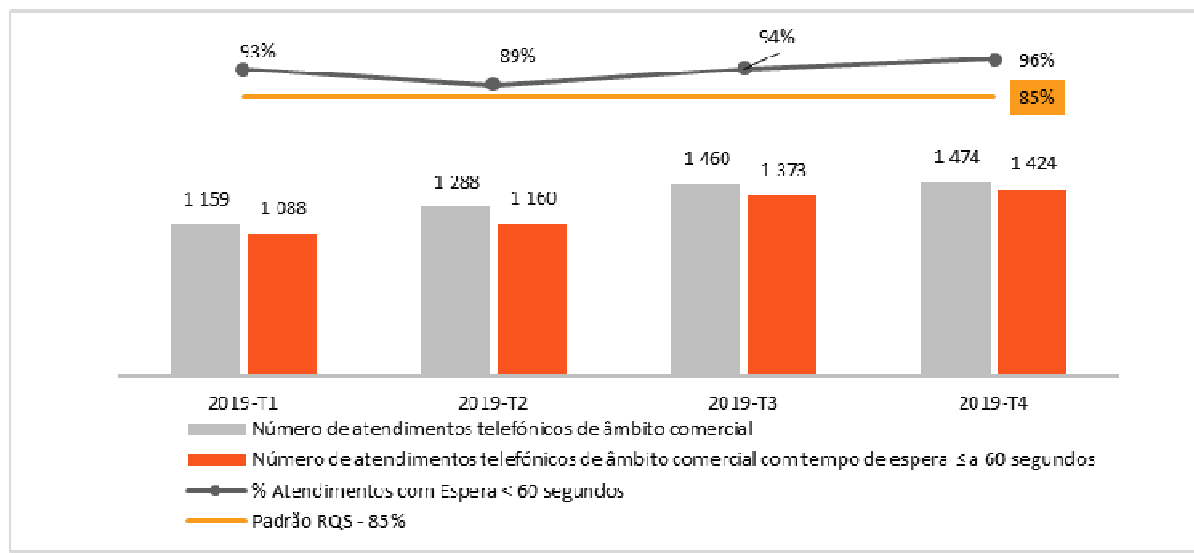
### Pedidos de informação por escrito (15 dias)



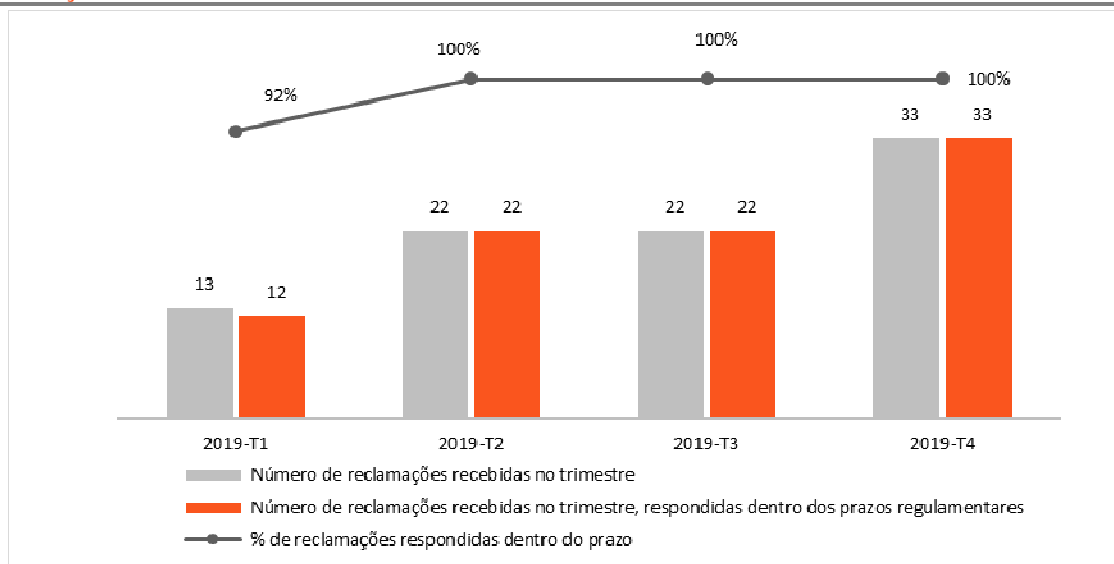
### Atendimento presencial



### Atendimento telefônico âmbito comercial



## Reclamações



## Pressupostos ERSE

---

Taxa de remuneração: 5,20%

Deflator do BIP (s-1): 2020: 1,6% | 2021: 1,6% | 2022 e seguintes: 1,6%

### Parâmetros:

Termo variável - indutor PA 0,030449

Termo variável - indutor volumes 0,000496

Eficiência - variável 3%

Eficiência - fixo 3%

Tarifas (€/Mkwh):

BP< 30,02

BP> 10,74

MP 2,35

---



BEIRAGÁS Cenário base	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	963	1 071	1 017	1 258	1 175	1 254	1 623	1 574	1 415	1 357	1 376	1 478
Mts Rede Sec / Cliente	mts	8	9	6	9	8	8	14	14	10	9	10	12
Clientes / km rede	#	122,8	112,8	164,9	111,7	118,7	126,1	69,6	74,0	98,0	107,4	102,9	86,2
Clientes / Ramal	#	3,18	2,78	2,60	2,79	3,44	2,72	2,47	2,77	2,77	2,94	3,01	2,76
Custo unit RS (€/m)	€	48,5	59,2	65,9	68,5	71,9	66,5	59,2	59,0	62,7	64,3	64,5	61
Custo unit Ramal (€)	€	437	397	403	436	468	558	530	529	544	551	548	539
Custo unit infraestruturação (€)		503	460	462	446	432	465	465	464	465	466	467	465
Conversão	€	552	470	467	493	492	542	542	542	542	542	544	542
Reconversão	€	344	281	263	290	284	338	338	338	338	338	339	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	54	64	60	59	65	70	90	89	81	78	80	
<b>Avaliação</b>												<b>2026</b>	
TOTEX (b)	m€							231	457	647	810	949	880
Proveito Recuperado (a)	m€							101	302	500	673	814	881
Margem tarifa	%												0%
Δ = (a) - (b)	m€							-130	-155	-146	-138	-135	1
Acumulado	m€							-130	-286	-432	-570	-704	-703





CASTELO BRANCO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	1 031	1 462	1 587	1 145	1 077	1 224	1 274	1 337	1 376	1 393	1 385	1 348
Mts Rede Sec / Cliente	mts	16	17	17	8	7	8	10	10	10	10	10	10
Cientes / km rede	#	61,5	57,9	57,7	128,5	149,7	129,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Cientes / Ramal	#	4,27	2,49	1,77	2,68	4,26	2,53	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,92
Custo unit RS (€/m)	€	30,0	49,2	55,6	53,7	76,3	66,7	59,5	59,2	62,5	64,0	63,3	62
Custo unit Ramal (€)	€	457	448	355	516	516	558	530	529	544	551	547	539
Custo unit infraestruturação (€)	€	500	442	451	492	400	477	471	471	471	471	471	471
Conversão	€	528	446	451	542	484	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	343	0	0	338	279	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	198	274	328	217	205	233	242	254	261	264	263	
<b>Avaliação</b>													<b>2026</b>
TOTEX (b)	m€							17	29	42	54	66	64
Proveito Recuperado (a)	m€							15	39	56	74	91	100
Margem tarifa	%												55%
Δ = (a) - (b)	m€							-1	10	15	19	25	35
Acumulado	m€							-1	9	23	43	68	103



COVILHÃ	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	248	237	1 571	1 223	1 549	1 158	1 351	1 356	1 447	1 465	1 456	1 414
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	0	21	9	20	6	10	10	11	11	11	11
Clientes / km rede	#	0,0	0,0	48,3	107,1	50,0	166,7	99,0	99,0	90,9	90,9	90,9	94,0
Clientes / Ramal	#	13,40	10,00	10,40	2,81	2,78	2,38	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,95
Custo unit RS (€/m)	€	0,0	0,0	58,4	70,9	53,4	67,8	59,5	59,2	62,4	63,9	63,2	62
Custo unit Ramal (€)	€	446	535	605	475	557	558	530	529	544	551	547	540
Custo unit infraestruturação (€)		570	499	463	442	437	468	469	469	464	464	464	466
Conversão	€	592	499	463	493	461	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	291	0	0	289	285	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	18	18	137	100	155	116	111	112	119	121	120	
<b>Avaliação</b>													<b>2026</b>
<b>TOTEX (b)</b>	m€							10	19	29	39	48	47
<b>Proveito Recuperado (a)</b>	m€							3	9	14	20	25	28
Margem tarifa	%												-40%
<b>Δ = (a) - (b)</b>	m€							-7	-11	-15	-19	-23	-19
Acumulado	m€							-7	-18	-33	-52	-75	-93



FUNDAÇÃO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	587	476	748	1 088	446	1 735	1 387	1 367	1 405	1 547	1 476	1 436
Mts Rede Sec / Cliente	mts	1	0	8	7	3	14	10	10	10	10	10	10
Cientes / km rede	#	1 600,0	#DIV/0!	128,1	148,3	328,9	73,3	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Cientes / Ramal	#	3,56	6,33	2,60	2,69	7,40	1,72	2,50	3,10	3,10	1,89	2,35	2,50
Custo unit RS (€/m)	€	81,2	0,0	40,1	52,5	70,3	66,2	59,5	59,2	62,5	65,0	63,8	62
Custo unit Ramal (€)	€	517	495	482	538	457	558	530	529	544	551	548	541
Custo unit infraestruturação (€)		464	396	325	497	329	478	465	465	465	465	465	465
Conversão	€	517	405	325	542	356	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	337	262	0	338	276	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	92	69	121	83	70	274	209	206	211	233	222	
<b>Avaliação</b>												<b>2026</b>	
TOTEX (b)	m€							3	5	8	11	13	13
Proveito Recuperado (a)	m€							1	3	4	6	8	9
Margem tarifa	%												-31%
Δ = (a) - (b)	m€							-2	-3	-3	-4	-5	-4
Acumulado	m€							-2	-4	-8	-12	-17	-21



GUARDA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	1 199	787	918	0	662	1 135	1 312	1 339	1 433	1 461	1 449	1 401
Mts Rede Sec / Cliente	mts	13	2	5	0	2	7	10	10	11	11	11	11
Clientes / km rede	#	na	500,0	189,0	0,0	633,6	150,0	99,0	99,0	90,9	90,9	90,9	93,8
Clientes / Ramal	#	2,47	3,62	2,74	0,00	2,96	2,90	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,95
Custo unit RS (€/m)	€	42,6	113,5	64,4	0,0	72,8	66,7	59,5	59,2	62,4	63,9	63,3	62
Custo unit Ramal (€)	€	466	483	508	0	530	558	530	529	544	551	548	540
Custo unit infraestruturação (€)		553	474	408	0	437	465	461	461	461	458	459	460
Conversão	€	584	493	408	0	476	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	375	134	0	0	285	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	119	74	97	#DIV/0!	71	121	130	132	141	144	143	
<b>Avaliação</b>													<b>2026</b>
TOTEX (b)	m€							9	15	23	33	42	40
Proveito Recuperado (a)	m€							4	11	18	25	34	38
Margem tarifa	%												-7%
Δ = (a) - (b)	m€							-5	-4	-5	-8	-8	-3
Acumulado	m€							-5	-9	-14	-22	-30	-33





LAMEGO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	972	1 210	973	1 271	814	1 259	1 365	1 390	1 432	1 449	1 441	1 412
Mts Rede Sec / Cliente	mts	8	16	6	11	1	8	10	10	10	10	10	10
Clientes / km rede	#	122,0	62,0	166,8	91,2	1 563,9	128,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Clientes / Ramal	#	3,23	3,74	2,61	2,57	1,97	2,03	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,93
Custo unit RS (€/m)	€	44,3	42,1	54,8	52,8	262,4	67,4	59,5	59,2	62,5	64,0	63,3	62
Custo unit Ramal (€)	€	435	383	401	538	390	558	530	529	544	551	547	539
Custo unit infraestruturação (€)		448	453	429	471	444	504	513	512	519	519	519	517
Conversão	€	516	470	454	542	540	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	319	374	269	338	279	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	146	198	170	215	151	234	232	236	243	246	245	
<b>Avaliação</b>													
													2026
TOTEX (b)	m€							10	18	25	33	40	39
Proveito Recuperado (a)	m€							3	8	12	17	21	23
Margem tarifa	%												-41%
Δ = (a) - (b)	m€							-7	-10	-13	-16	-19	-16
Acumulado	m€							-7	-17	-30	-46	-65	-81



LOUSÃ	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	798	1 738	888	1 465	2 708	1 392	1 362	1 366	1 405	1 422	1 413	1 393
Mts Rede Sec / Cliente	mts	3	31	0	13	35	10	10	10	10	10	10	10
Cientes / km rede	#	353,4	31,8	#DIV/0!	77,3	28,5	105,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Cientes / Ramal	#	3,15	3,50	1,48	1,62	3,64	2,28	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,94
Custo unit RS (€/m)	€	49,1	38,6	0,0	55,2	60,4	66,4	59,5	59,2	62,5	64,0	63,3	62
Custo unit Ramal (€)	€	416	441	452	495	358	558	530	529	544	551	547	539
Custo unit infraestruturação (€)		512	387	466	448	403	442	457	454	454	454	454	455
Conversão	€	524	494	472	542	520	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	310	202	407	338	273	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	42	89	46	156	172	88	73	73	75	76	76	
<b>Avaliação</b>													<b>2026</b>
TOTEX (b)	m€							6	12	17	22	28	27
Proveito Recuperado (a)	m€							2	4	7	10	12	14
Margem tarifa	%												-49%
Δ = (a) - (b)	m€							-5	-7	-10	-13	-15	-13
Acumulado	m€							-5	-12	-22	-35	-50	-63



MANGUALDE	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	994	1 955	1 105	1 186	949	1 413	1 296	1 317	1 356	1 373	1 365	1 340
Mts Rede Sec / Cliente	mts	11	37	4	9	4	10	10	10	10	10	10	10
Cientes / km rede	#	94,0	27,3	241,1	115,6	227,6	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Cientes / Ramal	#	2,60	1,88	1,64	2,25	3,46	2,50	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,94
Custo unit RS (€/m)	€	32,5	41,1	68,1	55,4	65,1	66,1	59,5	59,2	62,5	64,0	63,3	62
Custo unit Ramal (€)	€	385	402	386	495	539	558	530	529	544	551	547	539
Custo unit infraestruturação (€)		528	609	521	437	439	463	465	465	465	465	465	465
Conversão	€	548	456	521	542	495	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	327	0	0	338	283	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	28	65	38	32	20	29	37	37	38	39	39	
<b>Avaliação</b>													<b>2026</b>
TOTEX (b)	m€							2	4	6	8	11	11
Proveito Recuperado (a)	m€							11	32	53	74	95	106
Margem tarifa	%												896%
Δ = (a) - (b)	m€							9	28	47	65	85	95
Acumulado	m€							9	36	83	148	233	328



MORTÁGUA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	1 055	2 486	1 581	3 463	848	1 489	1 412	1 367	1 406	1 423	1 414	1 404
Mts Rede Sec / Cliente	mts	5	36	14	43	0	10	10	10	10	10	10	10
Clientes / km rede	#	219,1	27,4	72,0	23,5	#DIV/0!	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Clientes / Ramal	#	1,65	3,50	1,00	0,00	1,44	2,50	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,96
Custo unit RS (€/m)	€	57,6	51,2	53,4	70,5	0,0	66,1	59,5	59,2	62,5	64,0	63,3	62
Custo unit Ramal (€)	€	492	419	342	0	414	558	530	529	544	551	547	540
Custo unit infraestruturação (€)		468	477	378	302	461	469	469	469	469	469	469	469
Conversão	€	546	477	378	0	537	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	328	0	0	302	284	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	23	51	30	24	14	24	25	25	25	26	26	
<b>Avaliação</b>													<b>2026</b>
TOTEX (b)	m€							2	5	7	9	11	11
Proveito Recuperado (a)	m€							1	3	4	6	8	9
Margem tarifa	%												-20%
Δ = (a) - (b)	m€							-1	-2	-2	-3	-3	-2
Acumulado	m€							-1	-3	-6	-9	-12	-14





NELAS	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	1 202	874	1 566	1 041	750	1 478	1 383	1 390	1 428	1 446	1 437	1 416
Mts Rede Sec / Cliente	mts	14	8	12	6	0	10	10	10	10	10	10	10
Clientes / km rede	#	69,7	130,1	85,3	161,0	#DIV/0!	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Clientes / Ramal	#	3,00	1,90	1,13	2,71	2,71	2,50	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,94
Custo unit RS (€/m)	€	45,8	43,3	50,0	58,6	0,0	66,1	59,5	59,2	62,5	64,0	63,3	62
Custo unit Ramal (€)	€	351	353	383	429	499	558	530	529	544	551	547	539
Custo unit infraestruturação (€)		515	526	529	484	384	460	465	465	465	465	465	465
Conversão	€	748	554	529	542	496	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	392	252	0	338	283	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	14	13	15	17	14	27	17	17	18	18	18	
<b>Avaliação</b>													<b>2026</b>
TOTEX (b)	m€							1	3	4	5	6	6
Proveito Recuperado (a)	m€							0	1	2	3	4	4
Margem tarifa	%												-28%
Δ = (a) - (b)	m€							-1	-1	-2	-2	-2	-2
Acumulado	m€							-1	-2	-4	-6	-8	-10



SANTA COMBA DÃO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	875	1 736	1 280	1 195	691	1 477	1 399	1 355	1 393	1 411	1 402	1 392
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	20	14	7	1	10	10	10	10	10	10	10
Cientes / km rede	#	#DIV/0!	49,0	70,5	142,9	763,9	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Cientes / Ramal	#	1,33	1,17	2,09	2,00	3,14	2,50	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,96
Custo unit RS (€/m)	€	0,0	45,6	39,8	52,0	37,4	66,1	59,5	59,2	62,5	64,0	63,3	62
Custo unit Ramal (€)	€	436	329	379	516	420	558	530	529	544	551	547	540
Custo unit infraestruturação (€)		568	528	458	501	491	463	463	463	463	463	463	463
Conversão	€	568	528	458	542	503	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	0	0	0	338	299	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	159	#DIV/0!	#DIV/0!	17	19	41	31	30	31	31	31	
<b>Avaliação</b>												<b>2026</b>	
TOTEX (b)	m€							2	4	6	8	10	10
Proveito Recuperado (a)	m€							1	2	4	5	6	7
Margem tarifa	%												-30%
Δ = (a) - (b)	m€							-1	-2	-3	-3	-4	-3
Acumulado	m€							-1	-4	-6	-10	-14	-17



SEIA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	892	1 655	1 090	1 195	3 824	1 294	1 367	1 323	1 361	1 379	1 370	1 360
Mts Rede Sec / Cliente	mts	5	4	12	7	23	7	10	10	10	10	10	10
Clientes / km rede	#	204,8	275,6	80,9	142,9	42,7	139,3	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Clientes / Ramal	#	2,70	3,07	2,45	2,00	1,73	2,28	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,96
Custo unit RS (€/m)	€	42,9	244,4	38,9	52,0	127,7	67,3	59,5	59,2	62,5	64,0	63,3	62
Custo unit Ramal (€)	€	441	823	379	516	530	558	530	529	544	551	547	540
Custo unit infraestruturação (€)		487	465	352	501	404	453	464	464	464	464	464	464
Conversão	€	391	465	352	542	443	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	0	0	0	338	295	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	462	#DIV/0!	#DIV/0!	43	636	215	214	207	214	216	215	
<b>Avaliação</b>													<b>2026</b>
TOTEX (b)	m€							5	10	15	20	25	24
Proveito Recuperado (a)	m€							2	5	8	11	15	16
Margem tarifa	%												-33%
Δ = (a) - (b)	m€							-4	-5	-7	-9	-10	-8
Acumulado	m€							-4	-9	-16	-24	-35	-42



TONDELA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	0	35 579	0	1 195	2 228	1 430	1 314	1 269	1 308	1 326	1 317	1 307
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	418	0	7	36	10	10	10	10	10	10	10
Clientes / km rede	#	0,0	2,4	0,0	142,9	27,7	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Clientes / Ramal	#	0,00	0,06	0,00	2,00	4,13	2,50	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,96
Custo unit RS (€/m)	€	271,8	45,6	39,8	52,0	45,4	66,1	59,5	59,2	62,5	64,0	63,3	62
Custo unit Ramal (€)	€	456	329	379	516	591	558	530	529	544	551	547	540
Custo unit infraestruturação (€)		418	528	458	501	364	460	460	460	460	460	460	460
Conversão	€	470	528	458	542	386	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	328	0	0	338	284	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€				31	77	50	43	41	42	43	43	
<b>Avaliação</b>												<b>2026</b>	
<b>TOTEX (b)</b>	m€							3	6	9	11	14	14
<b>Proveito Recuperado (a)</b>	m€							1	3	6	8	10	11
Margem tarifa	%												-17%
$\Delta = (a) - (b)$	m€							-2	-2	-3	-3	-4	-2
Acumulado	m€							-2	-4	-7	-11	-14	-17





VISEU	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€	790	162	53	1 195	937	1 197	1 307	1 262	1 309	1 327	1 318	1 305
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	5	2	7	4	8	10	10	10	10	10	10
Cientes / km rede	#	-4 174,4	201,0	431,5	142,9	262,4	129,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Cientes / Ramal	#	0,00	0,00	0,00	2,00	3,94	3,93	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,96
Custo unit RS (€/m)	€	-1 098,9	17,4	10,2	52,0	98,5	65,7	59,5	59,2	62,5	64,0	63,3	62
Custo unit Ramal (€)	€	0	0	0	516	442	558	530	529	544	551	547	540
Custo unit infraestruturação (€)	€	553	67	22	501	457	461	464	463	463	463	463	463
Conversão	€	608	69	22	542	502	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	368	0	0	338	293	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	2 375	#DIV/0!	#DIV/0!	1 819	109	139	129	125	129	131	130	
<b>Avaliação</b>													<b>2026</b>
TOTEX (b)	m€							32	63	96	127	158	153
Proveito Recuperado (a)	m€							18	48	72	97	122	134
Margem tarifa	%												-12%
Δ = (a) - (b)	m€							-14	-15	-23	-30	-36	-19
Acumulado	m€							-14	-29	-53	-83	-118	-137

VILA VELHA RODÃO		Unid	Real					PDIRD 2021-2025					
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Investimento Desenvolvimento Negócio</b>								<b>283</b>	<b>377</b>	<b>208</b>	<b>36</b>	<b>11</b>	<b>915</b>
Rede	m€							234	235	65	7	6	547
Ramais	m€							15	44	45	9	2	115
Infraestruturação / clientes	m€							25	73	73	14	2	188
Conversão								20	58	58	11	2	149
Reconversão								5	15	15	3	1	39
Segmento Novo	m€							0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€							9	25	25	5	1	65
Equipamento								1	4	4	1	0	10
Montagem								7	21	21	4	1	55
<b>Agregados físicos do DN:</b>													
Cientes	#							55	156	156	32	6	405
Doméstico								52	152	152	31	6	393
Terciário								2	2	2	1	0	7
Indústria								1	2	2	0	0	5
Volume ano	mil m³							40	164	333	421	424	1 383
Doméstico								5	25	55	73	76	235
Terciário								35	139	278	348	348	1 148
Indústria								0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#							52	152	152	30	4	390
Conversão								37	107	107	21	3	275
Reconversão								15	45	45	9	1	115
Rede	km							4	4	1	0	0	9
Ramais	#							28	83	83	17	3	214
<b>Indicadores Operacionais:</b>													
Pontos Abastecimento Ano	#							55	156	156	32	6	405
BP <								54	154	154	32	6	400
BP >								1	2	2	0	0	5
MP								0	0	0	0	0	0
Rescisões e 2 <sup>as</sup> ligações	#							0	0	-1	-1	-1	-3
BP <								0	0	-1	-1	-1	-3
BP >								0	0	0	0	0	0
MP								0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#							59	214	370	401	406	406
BP <								54	207	361	392	397	397
BP >								1	3	5	5	5	5
MP								4	4	4	4	4	4
Pontos Abastecimento Médios	#							31	137	292	385	404	
BP <								54	131	284	376	395	
BP >								1	2	4	5	5	
MP								4	4	4	4	4	
Consumo Médio	MWh							11 269,4	11 269,4	11 269,4	11 269,4	11 269,4	
BP <	/Pa							2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
BP >								811,9	811,9	811,9	811,9	811,9	
MP								88 361,3	88 361,3	88 361,3	88 361,3	88 361,3	
Volume adicional	MWh							467	1 918	3 888	4 909	4 952	
BP <								61	295	641	850	893	
BP >								406	1 624	3 248	4 059	4 059	
MP								0	0	0	0	0	
Volume total	MWh							354 378	355 363	357 331	358 351	358 392	
BP <								121	294	639	846	887	
BP >								812	1 624	3 248	4 059	4 059	
MP								353 445	353 445	353 445	353 445	353 445	

VILA VELHA RODÃO		Unid	Real					PDIRD 2021-2025					
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€							5 147	2 419	1 333	1 123	1 816	2 260
Mts Rede Sec / Cliente	mts							73	26	6	3	3	23
Clientes / km rede	#							13,8	39,0	156,0	320,0	347,3	44,4
Clientes / Ramal	#							1,96	1,88	1,88	1,88	2,04	1,89
Custo unit RS (€/m)	€							58,5	58,8	64,7	70,7	327,1	60
Custo unit Ramal (€)	€							530	529	544	551	551	537
Custo unit infraestruturação (€)								483	481	481	481	623	483
Conversão	€							542	542	542	542	656	543
Reconversão	€							338	338	338	338	525	339
Investimento Novos PA/Mkwh	€							0	0	0	0	0	
<b>Avaliação</b>												<b>2026</b>	
<b>TOTEX (b)</b>	m€							27	65	89	91	90	87
<b>Proveito Recuperado (a)</b>	m€							8	32	66	84	85	86
Margem tarifa	%												-2%
$\Delta = (a) - (b)$	m€							-20	-33	-23	-7	-5	-2
Acumulado	m€							-20	-53	-76	-83	-87	-89

MIRANDA CORVO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Investimento Desenvolvimento Negócio</b>							0	488	478	296	376	336	1 973
Rede	m€						0	237	236	125	130	128	856
Ramais	m€						0	67	54	40	56	48	266
Infraestruturação / clientes	m€						0	135	137	95	139	117	623
Conversão							0	101	98	68	106	87	459
Reconversão							0	34	39	27	34	30	164
Segmento Novo	m€						0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€						0	50	50	36	50	43	229
Equipamento							0	7	7	5	7	6	31
Montagem							0	43	43	31	43	37	197
<b>Agregados físicos do DN:</b>													
Cientes	#							316	319	227	317	272	1 451
Doméstico								309	312	222	312	267	1 422
Terciário								7	7	5	5	5	29
Indústria								0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³						0	29	86	135	184	237	671
Doméstico							0	29	86	135	184	237	671
Terciário							0	0	0	0	0	0	0
Indústria							0	0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#						0	286	297	205	295	250	1 333
Conversão							0	186	181	125	195	160	847
Reconversão							0	100	116	80	100	90	486
Rede	km						0	4	4	2	2	2	14
Ramais	#						0	126	103	73	102	88	493
<b>Indicadores Operacionais:</b>													
Pontos Abastecimento Ano	#						0	316	319	227	317	272	1 451
BP <								316	319	227	317	272	1 451
BP >								0	0	0	0	0	0
MP								0	0	0	0	0	0
Rescisões e 2 <sup>as</sup> ligações	#						0	-1	-1	-2	-2	-3	-9
BP <							0	-1	-1	-2	-2	-3	-9
BP >							0	0	0	0	0	0	0
MP							0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	0	0	0	0	0	0	315	633	858	1 173	1 442	1 442
BP <		0	0	0	0	0	0	315	633	858	1 173	1 442	1 442
BP >		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	0	0	0	0	0	0	158	474	746	1 016	1 308	
BP <		0	0	0	0	0	0	158	474	746	1 016	1 308	
BP >		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh						15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	
BP <	/Pa						2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	
BP >							-2 126,1	-2 126,1	-2 126,1	-2 126,1	-2 126,1	-2 126,1	
MP							51 817,2	51 817,2	51 817,2	51 817,2	51 817,2	51 817,2	
Volume adicional	MWh							333	1 002	1 577	2 150	2 771	
BP <								333	1 002	1 577	2 150	2 771	
BP >								0	0	0	0	0	
MP								0	0	0	0	0	
Volume total	MWh						0	332	999	1 571	2 140	2 755	
BP <							0	332	999	1 571	2 140	2 755	
BP >							0	0	0	0	0	0	
MP							0	0	0	0	0	0	

MIRANDA CORVO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€						0	1 546	1 498	1 303	1 185	1 234	1 360
Mts Rede Sec / Cliente	mts						0	13	13	9	6	7	10
Clientes / km rede	#						0,0	79,0	79,8	113,5	158,5	136,0	103,6
Clientes / Ramal	#						0,00	2,50	3,10	3,10	3,10	3,10	2,95
Custo unit RS (€/m)	€						0,0	59,3	59,0	62,7	65,0	63,8	61
Custo unit Ramal (€)	€						0	530	529	544	551	548	539
Custo unit infraestruturação (€)							0	470	462	462	473	468	467
Conversão	€						0	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€						0	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€						#DIV/0!	98	95	83	75	78	
<b>Avaliação</b>												<b>2026</b>	
TOTEX (b)	m€							53	104	136	176	210	204
Proveito Recuperado (a)	m€							12	35	55	75	96	106
Margem tarifa	%												-48%
Δ = (a) - (b)	m€							-41	-69	-81	-101	-113	-97
Acumulado	m€							-41	-110	-191	-292	-405	-502

OLIVEIRA HOSPITAL	Unid	Real					PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Investimento Desenvolvimento Negócio</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>458</b>	<b>455</b>	<b>361</b>	<b>254</b>	<b>186</b>	<b>1 714</b>
Rede	m€							236	236	187	128	96	883
Ramais	m€							56	54	44	34	24	211
Infraestruturação / clientes	m€							112	111	88	67	47	425
Conversão								72	72	56	42	29	271
Reconversão								41	39	32	25	18	155
Segmento Novo	m€							0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€							54	54	42	26	19	194
Equipamento								19	19	13	4	3	59
Montagem								35	35	28	22	15	136
<b>Agregados físicos do DN:</b>													
Clientes	#							260	257	208	158	111	994
Doméstico								255	249	198	152	106	960
Terciário								0	1	2	1	0	4
Indústria								5	7	8	5	5	30
Volume ano	mil m³							91	297	531	728	867	2 514
Doméstico								33	98	156	202	235	725
Terciário								58	199	374	526	632	1 790
Indústria								0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#							252	248	199	152	105	956
Conversão								132	133	103	77	53	498
Reconversão								120	115	96	75	52	458
Rede	km							4	4	3	2	1	14
Ramais	#							105	102	81	61	43	392
<b>Indicadores Operacionais:</b>													
Pontos Abastecimento Ano	#							260	257	208	158	111	994
BP <								255	250	200	153	107	965
BP >								5	7	8	5	4	29
MP								0	0	0	0	0	0
Rescisões e 2 <sup>as</sup> ligações	#							-1	-1	-1	-2	-2	-7
BP <								-1	-1	-1	-2	-2	-7
BP >								0	0	0	0	0	0
MP								0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#						0	259	515	722	878	987	987
BP <							0	254	503	702	853	958	958
BP >							0	5	12	20	25	29	29
MP							0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#							130	387	619	800	933	
BP <								254	379	603	778	906	
BP >								5	9	16	23	27	
MP								0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh							8,2	8,9	10,0	10,6	10,8	
BP <	/Pa							3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
BP >								273,0	273,0	273,0	273,0	273,0	
MP								24 373,9	24 373,9	24 373,9	24 373,9	24 373,9	
Volume adicional	MWh							1 067	3 466	6 191	8 497	10 118	
BP <								384	1 145	1 823	2 355	2 747	
BP >								683	2 321	4 368	6 143	7 371	
MP								0	0	0	0	0	
Volume total	MWh							2 132	3 462	6 184	8 486	10 101	
BP <								767	1 142	1 816	2 344	2 730	
BP >								1 365	2 321	4 368	6 143	7 371	
MP								0	0	0	0	0	

OLIVEIRA HOSPITAL	Unid	Real							PDIRD 2021-2025				
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Metas de eficiência:</b>													
Inv DN / Cliente	€							1 762	1 770	1 735	1 610	1 671	1 724
Mts Rede Sec / Cliente	mts							15	16	14	13	13	14
Cientes / km rede	#							65,0	64,3	69,3	79,0	78,8	69,0
Cientes / Ramal	#							2,48	2,52	2,57	2,59	2,58	2,54
Custo unit RS (€/m)	€							59,1	59,0	62,3	64,0	68,0	61
Custo unit Ramal (€)	€							530	529	544	551	551	538
Custo unit infraestruturação (€)	€							445	447	443	441	450	445
Conversão	€							542	542	542	542	555	543
Reconversão	€							338	338	338	338	343	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€							214	198	174	152	154	
<b>Avaliação</b>													
<b>TOTEX (b)</b>	m€							48	94	<u>132</u>	158	174	170
<b>Proveito Recuperado (a)</b>	m€							23	71	122	164	194	207
Margem tarifa	%												22%
$\Delta = (a) - (b)$	m€							-25	-23	-10	6	20	37
Acumulado	m€							-25	-49	-59	-53	-33	5





BEIRAGÁS Cenário I	Unid	Real						PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025	
<b>Metas de eficiência:</b>														
Inv DN / Cliente	€	963	1 071	1 017	1 258	1 175	1 254	1 623	1 574	1 415	1 357	1 376	1 478	
Mts Rede Sec / Cliente	mts	8	9	6	9	8	8	14	14	10	9	10	12	
Cientes / km rede	#	122,8	112,8	164,9	111,7	118,7	126,1	69,6	74,0	98,0	107,4	102,9	86,2	
Cientes / Ramal	#	3,18	2,78	2,60	2,79	3,44	2,72	2,47	2,77	2,77	2,94	3,01	2,76	
Custo unit RS (€/m)	€	48,5	59,2	65,9	68,5	71,9	66,5	59,2	59,0	62,7	64,3	64,5	61	
Custo unit Ramal (€)	€	437	397	403	436	468	558	530	529	544	551	548	539	
Custo unit infraestruturação (€)		503	460	462	446	432	465	465	464	465	466	467	465	
Conversão	€	552	470	467	493	492	542	542	542	542	542	544	542	
Reconversão	€	344	281	263	290	284	338	338	338	338	338	339	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	54	64	60	59	65	71	91	89	81	78	80		
												<b>2026</b>		
<b>Avaliação</b>														
TOTEX (b)	m€							231	457	646	811	950	882	
Proveito Recuperado (a)	m€							132	398	664	896	1 082	1 169	
Margem tarifa	%												33%	
Δ = (a) - (b)	m€							-99	-60	17	85	133	288	
Acumulado	m€							-99	-159	-141	-56	77	364	



BEIRAGÁS Cenário II	Unid	Real						PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025	
<b>Metas de eficiência:</b>														
Inv DN / Cliente	€	963	1 071	1 017	1 258	1 175	1 254	1 623	1 574	1 415	1 357	1 376	1 478	
Mts Rede Sec / Cliente	mts	8	9	6	9	8	8	14	14	10	9	10	12	
Clientes / km rede	#	122,8	112,8	164,9	111,7	118,7	126,1	69,6	74,0	98,0	107,4	102,9	86,2	
Clientes / Ramal	#	3,18	2,78	2,60	2,79	3,44	2,72	2,47	2,77	2,77	2,94	3,01	2,76	
Custo unit RS (€/m)	€	48,5	59,2	65,9	68,5	71,9	66,5	59,2	59,0	62,7	64,3	64,5	61	
Custo unit Ramal (€)	€	437	397	403	436	468	558	530	529	544	551	548	539	
Custo unit infraestruturação (€)		503	460	462	446	432	465	465	464	465	466	467	465	
Conversão	€	552	470	467	493	492	542	542	542	542	542	544	542	
Reconversão	€	344	281	263	290	284	338	338	338	338	338	339	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	54	64	60	59	65	72	93	91	83	80	82		
												<b>2026</b>		
<b>Avaliação</b>														
TOTEX (b)	m€							230	456	644	808	946	878	
Proveito Recuperado (a)	m€							118	356	593	801	970	1 048	
Margem tarifa	%												19%	
Δ = (a) - (b)	m€							-112	-101	-51	-7	23	170	
Acumulado	m€							-112	-213	-264	-270	-247	-77	



BEIRAGÁS Cenário III	Unid	Real						PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025	
<b>Metas de eficiência:</b>														
Inv DN / Cliente	€	963	1 071	1 017	1 258	1 175	1 254	1 623	1 574	1 415	1 357	1 376	1 478	
Mts Rede Sec / Cliente	mts	8	9	6	9	8	8	14	14	10	9	10	12	
Cientes / km rede	#	122,8	112,8	164,9	111,7	118,7	126,1	69,6	74,0	98,0	107,4	102,9	86,2	
Cientes / Ramal	#	3,18	2,78	2,60	2,79	3,44	2,72	2,47	2,77	2,77	2,94	3,01	2,76	
Custo unit RS (€/m)	€	48,5	59,2	65,9	68,5	71,9	66,5	59,2	59,0	62,7	64,3	64,5	61	
Custo unit Ramal (€)	€	437	397	403	436	468	558	530	529	544	551	548	539	
Custo unit infraestruturação (€)		503	460	462	446	432	465	465	464	465	466	467	465	
Conversão	€	552	470	467	493	492	542	542	542	542	542	544	542	
Reconversão	€	344	281	263	290	284	338	338	338	338	338	339	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	54	64	60	59	65	70	93	92	84	82	85		
												<b>2026</b>		
<b>Avaliação</b>														
TOTEX (b)	m€							230	455	642	805	942	875	
Proveito Recuperado (a)	m€							110	324	526	694	826	894	
Margem tarifa	%												2%	
Δ = (a) - (b)	m€							-120	-131	-117	-111	-116	20	
Acumulado	m€							-120	-251	-368	-479	-595	-575	