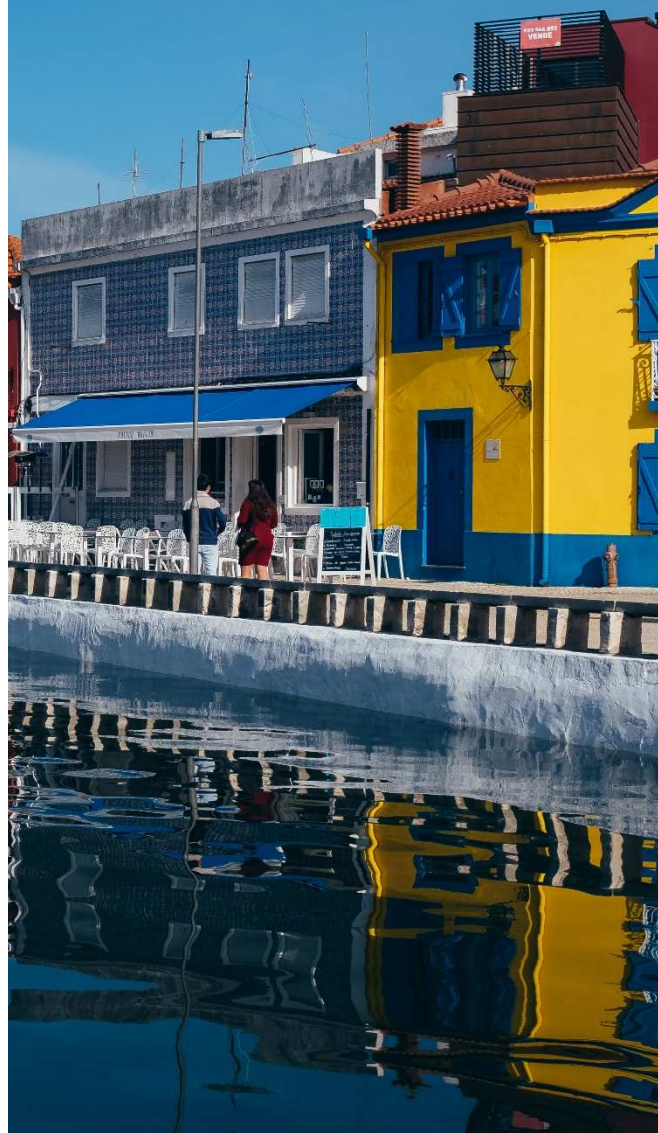


PDIRD-GN 2021-2025

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

LUSITANIAGÁS

V.2 JULHO 2020



Índice

01	Siglas e definições.....	6
02	Sumário executivo.....	10
03	Enquadramento e âmbito.....	24
03.1	Enquadramento legislativo e regulamentar do PDIRD-GN.....	25
03.2	Distribuição de GN em Portugal.....	26
03.3	Caraterização da atividade de distribuição de GN.....	28
03.4	Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN.....	29
03.5	Acompanhamento do PDIRD-GN (2019-2023).....	33
04	Desafios da transição energética para a neutralidade carbónica.....	35
04.1	Contexto.....	36
04.2	Orientações estratégicas para a descarbonização do setor do gás em Portugal.....	38
04.3	Papel das infraestruturas de distribuição de gás na descarbonização da economia...40	
05	Caraterização das infraestruturas de distribuição.....	48
05.1	Implantação e cobertura geográfica.....	49
05.2	Dados históricos da Concessão.....	52
06	Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica.....	57
06.1	Distribuição GN no contexto Europeu.....	58
06.2	Perspetivas da evolução da Economia Portuguesa.....	59
06.3	Contexto regional da concessão.....	62
07	Enquadramento da gestão de projetos de investimento.....	68
07.1	Tipologia de projetos de investimento.....	70
07.2	Projetos de investimento em DN Ligação de novos PA.....	71
07.3	Projetos de investimento de conformidade.....	75
07.3.1	Investimento em outras infraestruturas.....	75
07.3.2	Investimento em outras atividades.....	76
07.4	Projetos de investimento de convergência.....	76
08	Previsão de consumos de gás.....	77
08.1	Evolução de consumidores.....	79

08.2	Pressupostos da procura de GN	80
08.3	Projeção de consumos.....	85
09	Plano de investimento.....	87
09.1	Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento	88
09.2	Objetivos e caracterização do plano de investimento	89
09.2.1	Investimento em DN projeto de ligação de novos PA.....	91
09.2.2	Investimento em outras infraestruturas de distribuição	93
09.2.3	Investimento em outras atividades.....	94
09.2.4	Ligações à RNTGN.....	97
09.3	Avaliação do investimento	97
09.3.1	Evolução dos principais indicadores	99
09.3.2	Avaliação global do impacto do plano	103
09.3.3	Análise Individual por projeto de DN de cada concelho.....	107
10	Benefícios associados ao investimento previsto	110
10.1	Dimensão social, do bem-estar e segurança.....	112
10.2	Dimensão promocional do GN em Portugal e incentivo ao uso do GN para fins domésticos, de serviços e industriais	113
10.3	Posicionamento concorrencial com outras energias.....	114
10.4	Dimensão social e económica do mercado de trabalho	118
10.5	Dimensão económica	119
10.6	Dimensão ambiental	123
11	Anexos	127

Índice de quadros

Quadro 1 - Síntese comparativa dos PDIRD-GN 2018 e 2020	22
Quadro 2 - Síntese do investimento 2019/2020	33
Quadro 3 - Realização física 2019/2020.....	34
Quadro 4 – Principais orientações estratégicas do PNEC	39
Quadro 5 - Concelhos infraestruturados na concessão da Lusitaniagás.....	49
Quadro 6 - Infraestrutura em 2019	53
Quadro 7 - Investimento na concessão 2016 - 2020.....	54
Quadro 8 - Investimento na concessão em desenvolvimento de negócio 2016-2020	54
Quadro 9 - Investimento na concessão em outras infraestruturas 2016-2020.....	55
Quadro 10 - Investimento na concessão em outras atividades 2016-2020	55
Quadro 11 - Evolução dos pontos de abastecimento por tipo de uso 2016-2020	55
Quadro 12 - Evolução dos pontos de abastecimento por nível de pressão.....	56
Quadro 13 - Evolução do GN veiculado por nível de pressão.....	56
Quadro 14 - Evolução do consumo médio por nível de pressão	56
Quadro 15 - Indicadores macroeconómicos	60
Quadro 16 - Evolução do número de pontos de abastecimento 2021-2025.....	80
Quadro 17 - Evolução da saída de pontos de abastecimento 2021-2025.....	81
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 Base e Análises de Sensibilidade.....	106
Quadro 31 - Investimento por ponto de abastecimento por concelho	108

Índice de figuras

Figura 1 - Evolução consumo GN (GWH)	18
Figura 2 - Concessões e licenças de distribuição de GN em Portugal (fonte: ERSE).....	26
Figura 3 - Cadeia de valor do Sistema Nacional de Gás Natural	27
Figura 4 - Evolução do investimento na concessão	33
Figura 5 - Utilização de combustíveis para transportes, em Portugal, no cenário "zero-carbon gas"	44
Figura 6 - Produção de calor em Portugal, por combustível, no cenário "zero-carbon gas".	44
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"	45
Figura 8 - Evolução da procura de energia nas redes de distribuição em Portugal, por tipo de combustível e por sector.....	46
Figura 9 - Potencial participação de hidrogénio, biometano e gás natural (com CCS) nas redes nacionais de distribuição de gás em 2050.	47
Figura 10 - Concelhos da concessão	50
Figura 11 - Evolução da taxa de cobertura	51
Figura 12 - Comparativo da antiguidade da rede na europa.....	58
Figura 13 - Comparativo do consumo anual por cliente residencial	58
Figura 14 - Comparativo do mix de consumo residencial	59
Figura 15 - Comparativo do consumo de energia por finalidade	59
Figura 16 - Projeção do Banco de Portugal: cenário base.....	60
Figura 17 - Projeção do Banco de Portugal: cenário adverso	61
Figura 18 - Concelhos abastecidos	62
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	101
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.....	104
Figura 41- Evolução do TOTEX por MWh.....	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	123
Figura 46 – Emissões de gases com efeito de estufa no mundo, Europa e Portugal	124
Figura 47 - Emissões de CO ₂ por fonte de energia.....	125
Figura 48 - Emissões de CO ₂ 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 ³ (n)
BP>	Baixa Pressão com consumo superior a 10 mil m ³ (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 ₂	Dióxido de Carbono
CO ₂ 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 ₂	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 infraestruturização, 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 Lusitaniagás, 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 Lusitaniagás 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 competitividade¹ dos ativos afetos à concessão e a sustentabilidade do mercado de gás² 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

¹ Na ótica do sistema tarifário

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

fundamental na incorporação cada vez maior de gases renováveis no 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 2030³, 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%⁴;
- 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 euros⁵;

³ Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 publicado em dezembro de 2019

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

⁵ 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

- As premissas que têm orientado os planos de investimento dos ORD do grupo GGND e que assentam num desenvolvimento moderado, cauteloso e sustentado;
- A revisão da proposta de PDIRD-GN a cada 2 anos;

A nova proposta de investimento do PDIRD-GN 2020 da Lusitaniagás, 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 2030⁶, 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

⁶ Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 publicado em dezembro de 2019

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 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 CO₂, 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 lembrar 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 natural⁷ 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 na coexistência equilibrada do volume de atividade entre as componentes de CAPEX e de OPEX.

⁷ ou de gases renováveis



❖ Caraterização do plano

O Plano de investimento para efeito de RAB, para os 5 anos é de 35,6 M€, ou seja, prevê um investimento médio anual de 7,1 M€. Este montante é inferior ao 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.
- 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.

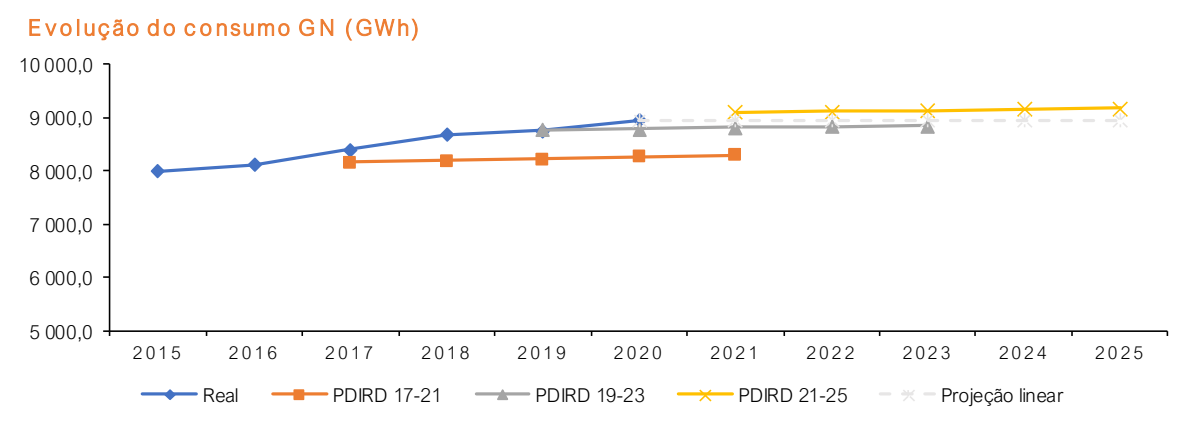


Figura 1 - Evolução consumo GN (GWH)

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 Lusitaniagás 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	24 455	70%	24 792	61%	337	1%
Investimentos em Outras Infraestruturas	2 529	7%	3 513	9%	984	39%
Investimento em Outras Atividades	7 825	22%	6 551	16%	-1 274	-16%
Sub-total 1	34 809	100%	34 856	86%	48	0%
Investimento de convergência			2 659	7%	2 659	
Novos Polos						
Investimento DN - Ligação de clientes			2 895	7%		
Investimentos em Outras Infraestruturas			160	0%		
Sub-total 2			3 055	8%		
Total	34 809	100%	40 570	100%	5 761	17%

O investimento para o próximo quinquénio é superior ao anterior PDIRD-GN somente devido à expansão para o novo concelho – Bombarral, 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 neste concelho e para os habitantes em geral.

Adicionalmente, e no âmbito da estratégia nacional para a descarbonização, para a qual o presente plano se encontra em total alinhamento e conformidade, a Lusitaniagás considerou no seu plano um valor de investimento anual de convergência de 0,5M€ destinado ao desenvolvimento de projetos emergentes, como são o caso de iniciativas / parcerias ou até ao nível de novas tecnologias que originem projetos piloto no âmbito da injeção de gases renováveis.

Esta estimativa de alocação de investimento de convergência representa 46% da variação do total de investimento de entre os dois exercícios de PDIRD-GN.

Esta necessidade decorre do contexto atual de transição energética, onde consideramos que a expectativa de ver refletido na legislação as condições para a operacionalização da estratégia nacional. Considerando o horizonte de revisão do PDIRD-GN (2 anos), entende-se ser prudente incluir um valor para ir ao encontro e ser parte ativa da estratégia de descarbonização da economia nacional.

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.

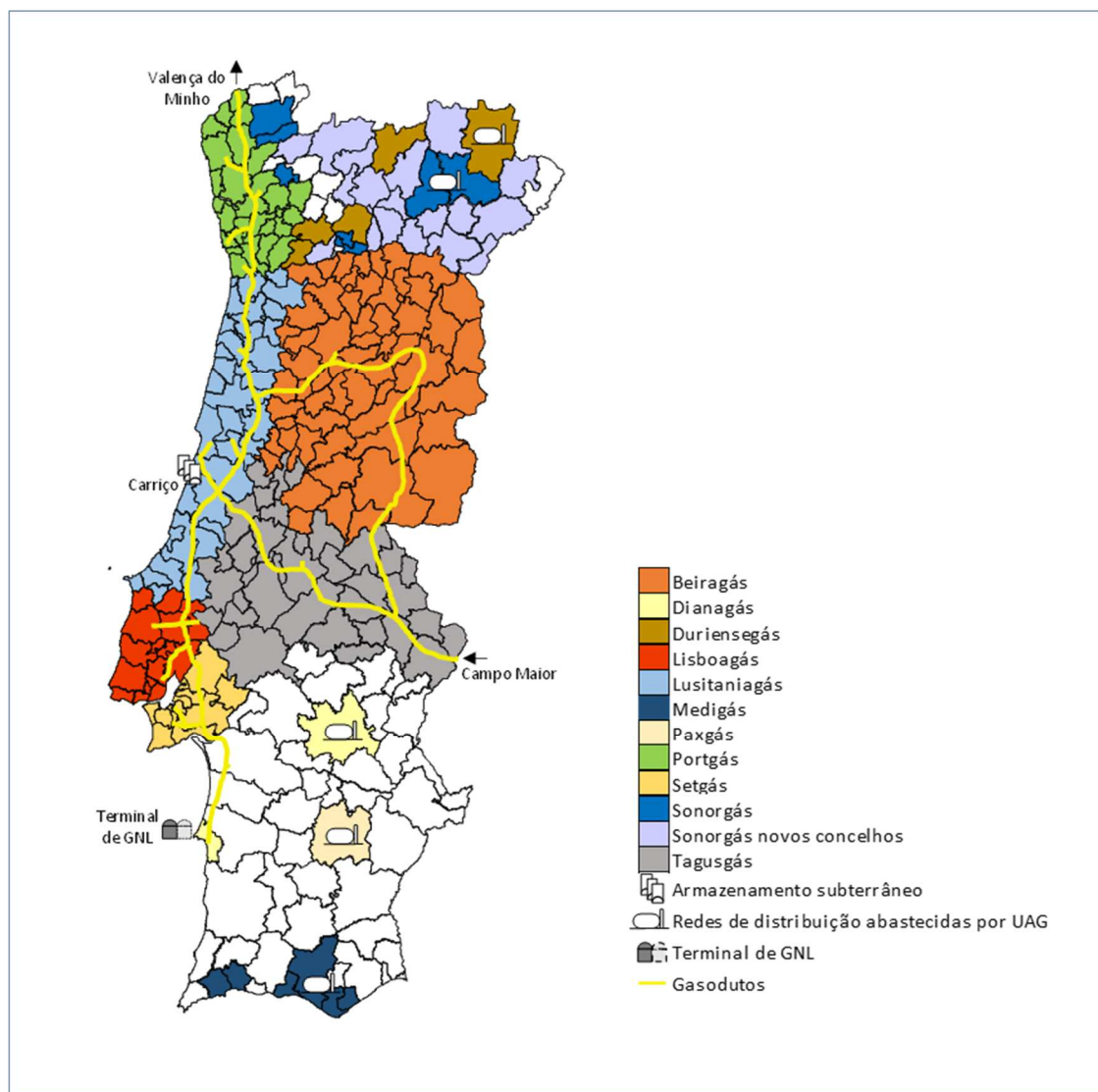


Figura 2 - Concessões e licenças de distribuição de GN em Portugal (fonte: ERSE)

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 Lusitaniagás 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 Lusitaniagás 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 moderado⁸ 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 Lusitaniagás, 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 RRC⁹, 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 m³ (n).

⁸ Tomando em consideração a redução anual do RAB

⁹ Artigo 165º do RRC republicado em abril de 2018



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

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.

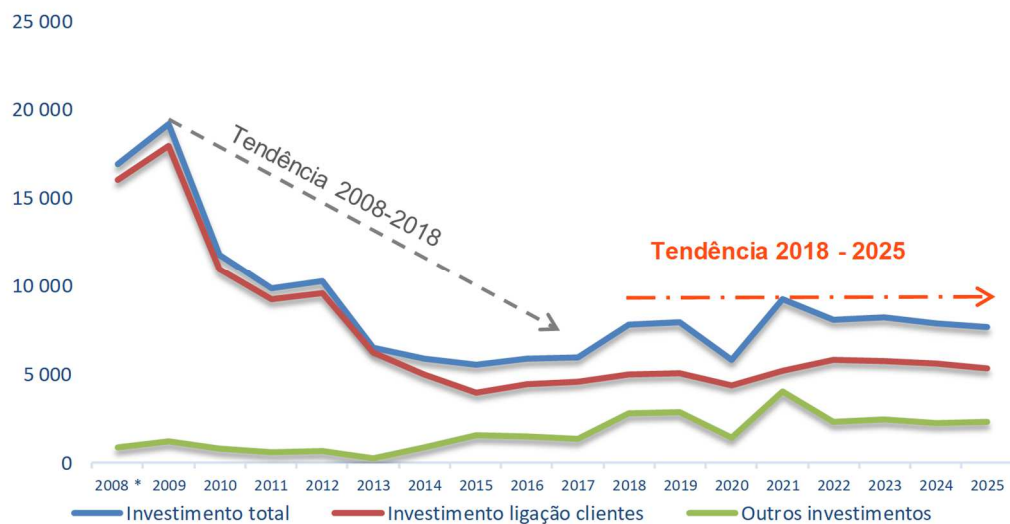
O investimento programado da Lusitaniagás, em termos gerais, após uma tendência acentuada de desaceleração verificada no período de 2008-2015, caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os **8,1 M€** para o período 2015-2025, substancialmente inferior ao valor registado em 2008 de **16,9 M€**, ou seja, menos 52% desse esforço de investimento.

De referir que este plano de investimento da Lusitaniagás considera desenvolver infraestrutura de distribuição de gás para um novo concelho, resultante de uma oportunidade de expansão para um importante polo industrial e habitacional.

Trata-se do concelho do Bombarral que será abastecido a partir da GRMS de Torres Vedras para fazer chegar o gás a esta nova localização. Este projeto contribuirá para a melhor utilização e rentabilização do investimento estruturante já realizado e em serviço no na respetiva zona.

Nos dois primeiros anos do plano de investimento estão também contemplados investimentos em outras infraestruturas respeitantes à ligação de duas GRMS, no sentido de criar uma redundância de abastecimento às regiões.

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	9 782	10 011	-229	-2%
Investimentos em Outras Infraestruturas	1 177	1 469	-292	-20%
Investimento em Outras Atividades	2 156	3 743	-1 587	-42%
Total	13 115	15 223	-2 108	-14%

Informação detalhada em anexo

No que se refere ao plano 2019-2023, apresenta-se no quadro acima o nível de concretização financeira verificado nestes dois primeiros anos, considerando o 2020 como a previsão.

A empresa prevê realizar menos 14% de investimento face ao previsto, cerca de 2,1M€. Desta redução, mais de 42% corresponde a investimentos em outras atividades, que será considerado nos próximos anos, e como tal incluído no presente plano.

Quadro 3 - Realização física 2019/2020

Realização Física	2019/2020	PDIRD-GN	Variação	
PA ligados no período	7 933	7 780	153	2%
Volume total (GWh)	17 718	17 577	142	1%

No que se refere à performance dos indutores, verifica-se um alinhamento no volume de energia. No conjunto dos dois períodos estima-se uma variação favorável de 2% na ligação de novos clientes, que contribui para terminar o período com uma variação favorável no número de pontos de abastecimento ativos.

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)¹⁰, 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 (CO₂).

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 sector¹¹. 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%¹²), ou mesmo aproximar-se dos 55%, em comparação com os níveis registados em 1990¹³.

De acordo com a Comissão Europeia¹⁴, o sector energético europeu tem necessariamente de sofrer uma transformação, com a utilização

¹⁰ Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), outubro 2018

¹¹ European Commission, March 2020

¹² Comissão Europeia, dezembro 2019

¹³ 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

¹⁴ 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"> • Regular a injeção de gases renováveis [Data prevista: 2020] • Estudar e definir metas de incorporação de gases renováveis [Data prevista: 2020-2021] • Definir e implementar um sistema de certificação de qualidade para os gases renováveis [Data prevista: 2020-2025] • Implementar um sistema de garantias de origem para os gases renováveis [Data prevista: 2020-2022] • Promover a produção e o consumo de hidrogénio verde [Data prevista: 2020-2030]
	Promover a utilização eficiente de energias renováveis nos sistemas de aquecimento e arrefecimento	<ul style="list-style-type: none"> • Promover a aquisição e renovação de sistemas de produção de calor e frio a partir de fontes renováveis de energia [Data prevista: 2020-2030]
	Promover infraestruturas de abastecimento de combustíveis alternativos no que respeita a combustíveis limpos	<ul style="list-style-type: none"> • 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] • Promover e apoiar a instalação de pontos de abastecimento a hidrogénio verde [Data prevista: 2020-2030] • Promover o desenvolvimento de uma infraestrutura para o fornecimento de fontes renováveis de energia aos navios em porto [Data prevista: 2020-2030]
Segurança Energética	Promover os sistemas de armazenamento	<ul style="list-style-type: none"> • Promover a realização de um <i>roadmap</i> para o armazenamento em Portugal [Data prevista: 2020-2025] • Promover a implementação de projetos de armazenamento associados a centros electroprodutores renováveis [Data prevista: 2020-2025]
	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"> • 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]
	Ajustar o papel do gás natural na matriz energética, apostando na descarbonização do setor	<ul style="list-style-type: none"> • Abordar o gás natural como elemento de flexibilidade do sistema electroprodutor [Data prevista: 2020-2030] • Adequar o planeamento da rede à transição energética [Data prevista: 2020-2030]
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"> • Promover a articulação com as Agendas Temáticas de Investigação e Inovação da Fundação para a Ciência e Tecnologia [Data prevista: 2020-2030] • Promover programas nacionais de I&I para apoio ao desenvolvimento tecnológico [Data prevista: 2020-2030] • Promover um laboratório colaborativo para os gases renováveis [Data prevista: 2020-2025] • Promover a formação de técnicos especializados [Data prevista: 2020-2025]



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 (CO₂), 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 metas¹⁵ 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 energético¹⁶ do país e que as podem tornar importantes aliadas no desenvolvimento dos mercados nacionais de gases renováveis ou descarbonizados, nomeadamente:

¹⁵ 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.

¹⁶ 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.

- 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 polietileno¹⁷ (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 ≈ 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 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

¹⁷ Informação relativa à infraestrutura GGND.

Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural (AGN) e intitula-se “O papel das infraestruturas portuguesas de gás no processo de descarbonização”¹⁸.

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*”¹⁹.

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*”);
- 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

¹⁸ Estudo original disponível em [The role of Portuguese gas infrastructure in the decarbonisation process](#)

¹⁹ Esta designação, criada pela Afry, inclui hidrogénio, biometano e gás natural associado a captura e armazenamento de carbono (CCS).

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.

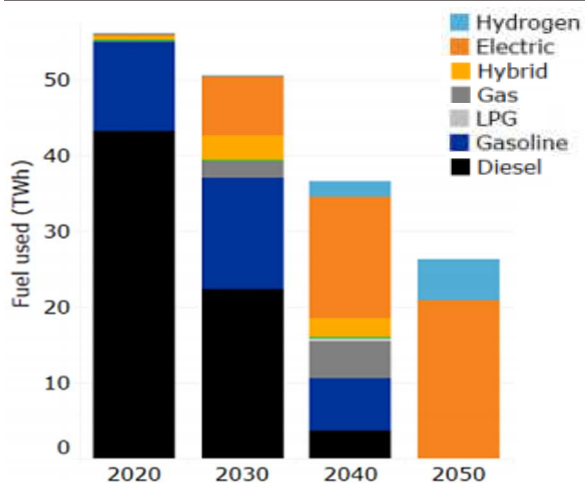


Figura 5 - Utilização de combustíveis para transportes, em Portugal, no cenário "zero-carbon gas".

❖ 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.

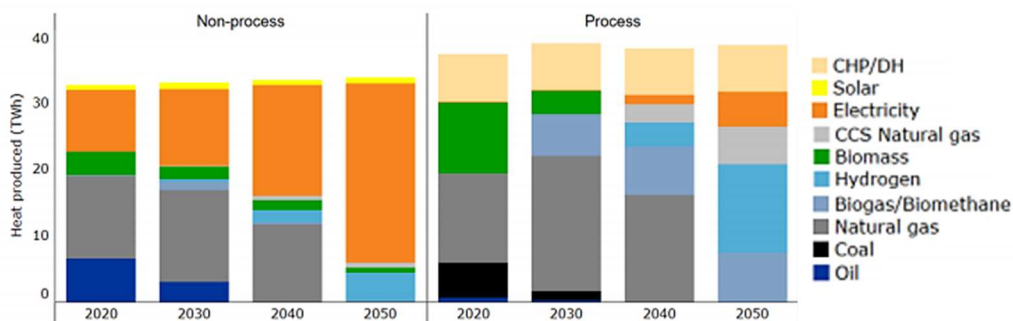


Figura 6 - Produção de calor em Portugal, por combustível, no cenário "zero-carbon gas".

❖ **Produção de energia**

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

- Via SMR: o H₂ 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 H₂ está fortemente disponível em 2040. Perante a elevada capacidade instalada relativa a fontes de energia renovável, torna-se a via mais económica de produzir H₂.

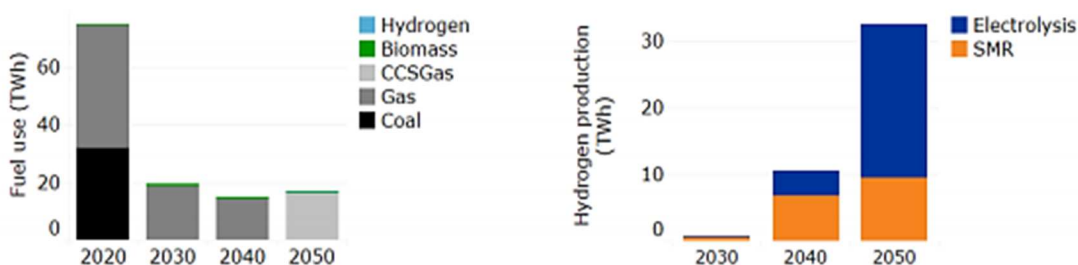


Figura 7 - Esquerda) Utilização por tipo de combustível para produção de energia elétrica, em Portugal, no cenário "zero-carbon gas"; Direita) Produção de hidrogénio em Portugal, no cenário "zero-carbon gas".

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).

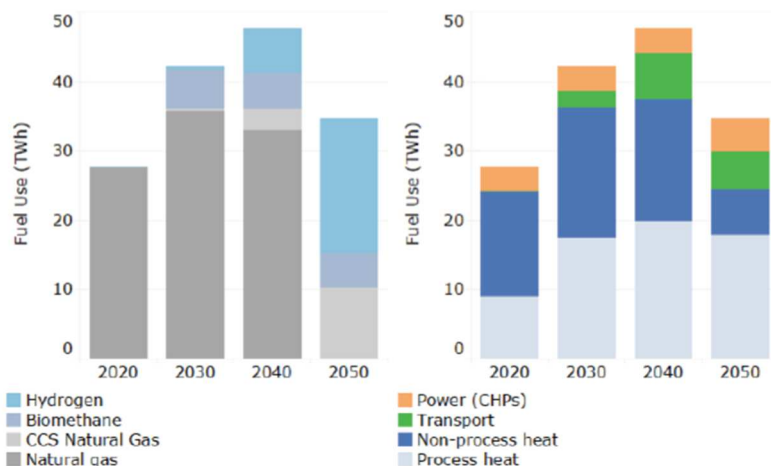


Figura 8 - Evolução da procura de energia nas redes de distribuição em Portugal, por tipo de combustível e por sector.

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% H₂), depois de reconvertidas as atuais infraestruturas;
- iii. No seu estado puro (100% H₂) em novas redes dedicadas para o efeito.

Dirigindo a análise a cada ORD²⁰ 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 (figura 2.5).

²⁰ 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



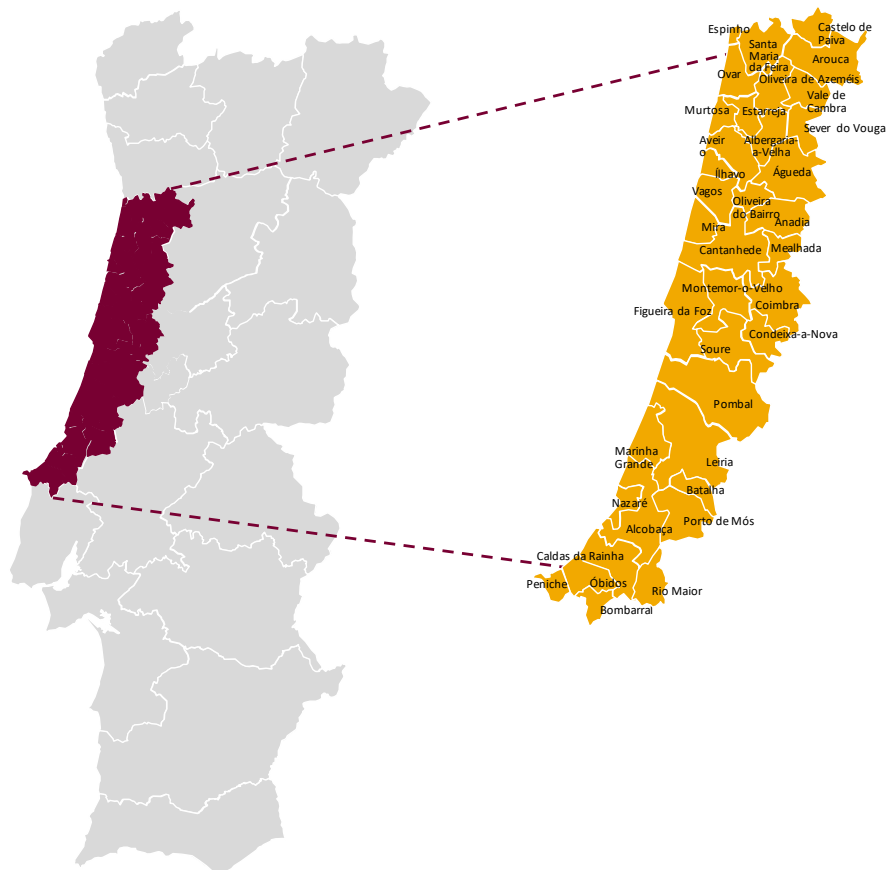
05.1 Implantação e cobertura geográfica

A Concessão da Lusitaniagás abrange 38 concelhos, dos quais 33 já se encontram infraestruturados em 2019:

Quadro 5 - Concelhos infraestruturados na concessão da Lusitaniagás

Concelhos	Área (km2)	Densidade populacional	População	Alojamentos
ÁGUEDA	335	141	47 127	22 801
ALBERGARIA-A-VELHA	159	156	24 724	12 294
ALCOBAÇA	408	136	55 651	34 578
ANADIA	217	131	28 345	14 996
AVEIRO	198	391	77 229	40 475
BATALHA	103	153	15 804	8 332
CALDAS DA RAINHA	256	202	51 727	30 909
CANTANHEDE	391	93	36 234	20 523
COIMBRA	319	429	136 964	79 193
CONDEIXA-A-NOVA	139	125	17 371	8 616
ESPINHO	21	1 444	30 418	15 753
ESTARREJA	108	245	26 555	12 798
FIGUEIRA DA FOZ	379	161	61 076	43 198
ÍLHAVO	73	523	38 410	21 910
LEIRIA	565	223	125 977	67 236
MARINHA GRANDE	187	207	38 700	21 929
MEALHADA	111	183	20 255	10 125
MONTEMOR-O-VELHO	229	113	25 911	13 207
MURTOSA	73	143	10 437	7 635
NAZARÉ	82	177	14 610	13 099
ÓBIDOS	142	83	11 694	8 989
OLIVEIRA DE AZEMÉIS	161	421	67 756	30 001
OLIVEIRA DO BAIRRO	87	268	23 443	11 283
OVAR	148	372	54 919	27 718
PENICHE	78	351	27 205	21 095
POMBAL	626	87	54 201	34 055
PORTO DE MÓS	262	92	24 010	13 018
RIO MAIOR	273	77	21 063	12 428
SANTA MARIA DA FEIRA	213	656	140 038	60 499
SÃO JOÃO DA MADEIRA	8	2 724	21 625	10 462
SOURE	264	70	18 499	11 721
VAGOS	165	139	22 897	13 425
VALE DE CAMBRA	147	151	22 319	11 838

Fonte: Censos 2011



33 Concelhos com Distribuição de GN em 31 de dezembro de 2019, **todos abastecidos com GN**

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.

As figuras seguintes refletem o nível de cobertura dos concelhos da área de concessão da Lusitaniagás 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 familiares²¹ existentes em cada freguesia dos concelhos onde a empresa assegura a distribuição de gás.

²¹ Fonte: INE – Censos 2011

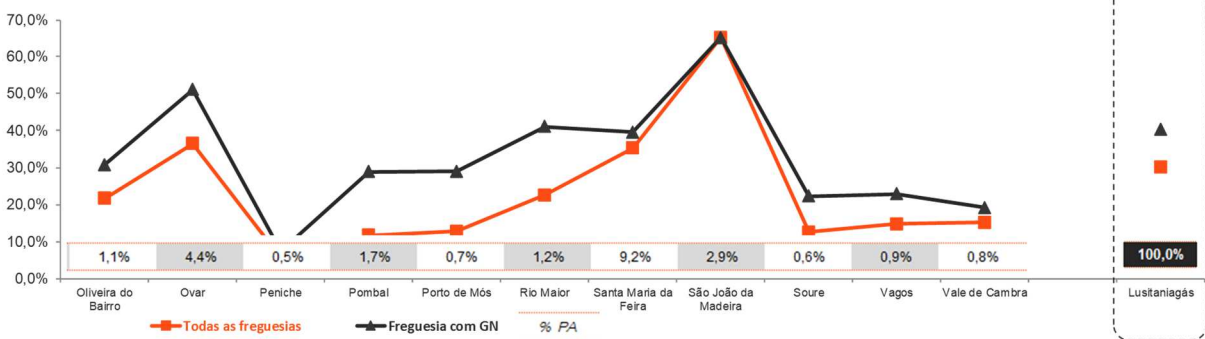
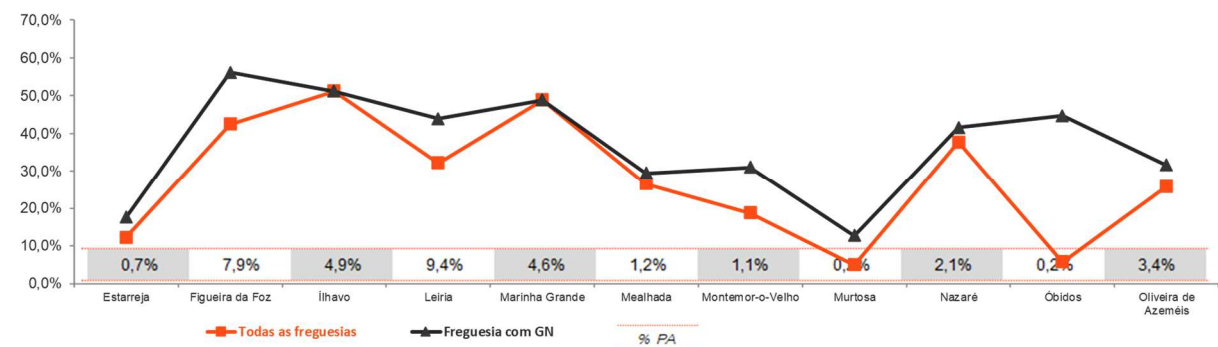
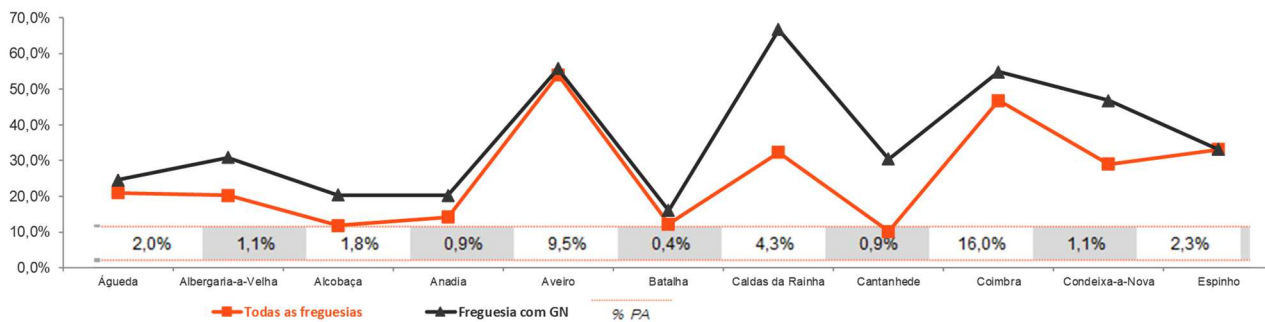
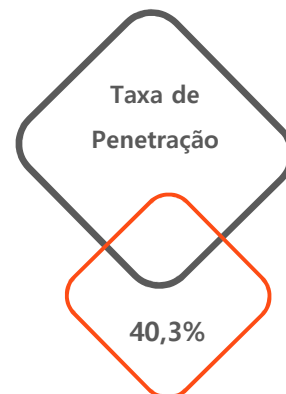


Figura 11 - Evolução da taxa de cobertura

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	#	#	#
ÁGUEDA	29	0	126	2 307	4 848	GRMS 3219 / 3229 / 3259
ALBERGARIA-A-VELHA	5	0	45	1 098	2 504	GRMS 3309 / 3459 / 3559
ALCOBAÇA	0	0	72	2 281	4 115	GRMS 2069A / 2069B / 2089 / 2159
ANADIA	61	0	54	1 182	2 153	GRMS 3169 / 3219 / 3229
AVEIRO	26	0	244	9 440	21 963	GRMS 3219 / 3229 / 3259 / 3269
BATALHA	0	0	35	634	1 029	GRMS 2089 / PM. S. MAMEDE-8409
CALDAS DA RAINHA	21	0	98	3 880	10 021	GRMS 1409
CANTANHEDE	4	0	44	1 362	2 094	GRMS 3169
COIMBRA	20	0	321	12 551	37 193	GRMS 3069 / 3059 / 3009 / 2739
CONDEIXA-A-NOVA	8	0	27	869	2 507	GRMS 3059/ 2739
ESPINHO	0	0	72	3 417	5 248	GRMS 3309 / 3459 /3559
ESTARREJA	9	0	38	802	1 587	GRMS 3359
FIGUEIRA DA FOZ	39	0	172	7 102	18 362	GRMS 2519 A / 2719
ÍLHAVO	8	0	161	6 984	11 233	GRMS 3219 / 3229 / 3259
LEIRIA	0	0	252	7 575	21 671	GRMS 2089 / 2159 / 8559
MARINHA GRANDE	24	0	169	6 639	10 737	GRMS 2089 / 2159
MEALHADA	3	0	55	1 591	2 700	GRMS 3109 / 3169
MONTE-MOR-O-VELHO	0	0	44	1 392	2 482	GRMS 2719
MURTOSA	0	0	11	223	383	GRMS 3359
NAZARÉ	0	0	52	2 726	4 951	GRMS 2069A / 2069B
ÓBIDOS	0	0	16	457	519	GRMS 1409
OLIVEIRA DE AZEMÉIS	11	0	140	3 790	7 787	GRMS 3309 / 3459 / 3559
OLIVEIRA DO BAIRRO	27	0	52	1 199	2 483	GRMS 3219 / 3229 / 3259
OVAR	33	0	160	5 360	10 138	GRMS 3309 / 3459 / 3559
PENICHE	0	0	23	220	1 229	UAG PENICHE
POMBAL	15	0	65	1 771	4 015	GRMS 2559 / 8559 / 2519
PORTO DE MÓS	25	0	61	1 150	1 686	GRMS 2069A / 2069B
RIO MAIOR	3	0	49	1 093	2 819	GRMS 1409
SANTA MARIA DA FEIRA	6	0	349	10 583	21 436	GRMS 3309 / 3459 / 3559
SÃO JOÃO DA MADEIRA	0	0	79	2 836	6 832	GRMS 3309 / 3459 / 3559
SOURE	0	0	28	890	1 486	GRMS 2709 / 2719
VAGOS	6	0	30	785	2 010	GRMS 3219 / 3229 / 3259
VALE DE CAMBRA	11	0	38	771	1 816	GRMS 3309 / 3459 / 3559
TOTAL	395	0	3 181	104 960	232 037	

❖ Investimento Anual

O quadro seguinte apresenta o investimento²² realizado nos 5 anos anteriores à proposta do PDIRD-GN para o quinquénio 2021-2025.

²² Os valores de 2020 são previsionais

Quadro 7 - Investimento na concessão 2016 - 2020

Investimento (m€)	2016^R	2017^R	2018^R	2019^R	2020^E
Investimento DN - Ligação de clientes	4 410	4 603	6 017	5 367	4 416
Investimentos em Outras Infraestruturas	565	539	473	920	257
Investimento em Outras Atividades	933	759	820	987	1 169
Total	5 908	5 902	7 311	7 273	5 842

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.

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

Investimento DN - Ligação de clientes (m€)	2016^R	2017^R	2018^R	2019^R	2020^E
Rede Secundária	2 293	2 295	2 775	2 513	1 827
Ramais	615	648	1 117	940	727
Ligação de Clientes	1 306	1 255	1 507	1 353	1 301
Contadores / cadeias medida	196	405	617	560	561
Total	4 410	4 603	6 017	5 367	4 416
Novos clientes de GN (#)	4 222	4 188	4 581	4 447	3 486
Conversões e reconversões (#)	2 685	2 781	3 573	3 180	2 809
Rede Secundária (kms)	45	44	43	40	26
Ramais (#)	1 553	1 760	2 233	1 854	1 303
Métricas Operacionais					
Inv DN / Cliente (€ / PA)	1 044	1 099	1 313	1 207	1 267
Rede / Cliente (mts / PA)	10,6	10,6	9,4	9,0	7,5
Clientes / km rede (PA / km)	94	95	106	112	133
Clientes / Ramal	2,72	2,38	2,05	2,40	2,67

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

Investimentos em Outras Infraestruturas (m€)	2016 ^R	2017 ^R	2018 ^R	2019 ^R	2020 ^E
Rede Primária (outos: PRM, Servidões, ...)	90	119	82	592	135
UAG	0	1	0	5	13
RS - Anelagens e reestruturação	431	298	220	234	0
Rede Secundária - PRP	0	0	6	0	30
Rede Secundária - Outros	44	121	165	90	79
Renov. Rede e ramais	0	0	0	0	0
Total	565	539	473	920	257

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

Investimento em Outras Atividades (m€)	2016 ^R	2017 ^R	2018 ^R	2019 ^R	2020 ^E
Renovação contadores / redutores	411	530	508	618	740
Sist. Informação	21	0	147	147	117
Edifícios e construções	24	13	9	94	0
Proj. Cadastro	76	2	28	77	78
Outros	401	214	128	49	235
Total	933	759	820	987	1 169

❖ 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

Pontos de Abastecimento por segmento (#)	2016 ^R	2017 ^R	2018 ^R	2019 ^R	2020 ^E
Doméstico	212 516	216 734	220 169	223 939	226 844
Terciário	6 126	6 445	6 859	7 088	7 184
Indústria	889	934	970	1 010	1 026
Total	219 531	224 113	227 998	232 037	235 054

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

Pontos de Abastecimento por nível de pressão (#)	2016^R	2017^R	2018^R	2019^R	2020^E
BP<	218 625	223 188	227 027	231 027	233 932
BP>	776	797	839	872	984
MP	130	128	132	138	138
Total	219 531	224 113	227 998	232 037	235 054

❖ Quantidades de gás distribuídas

Quadro 13 - Evolução do GN veiculado por nível de pressão

Volumes veiculados por nível de pressão (GWh)	2016^R	2017^R	2018^R	2019^R	2020^E
BP<	673	649	673	650	660
BP>	917	892	936	953	1 025
MP	6 609	6 912	7 081	7 162	7 269
Total	8 198	8 452	8 690	8 765	8 954

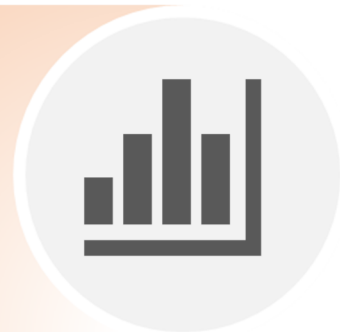
❖ Consumos médios por nível de pressão

Quadro 14 - Evolução do consumo médio por nível de pressão

Consumo médio por nível de pressão (MWh/PA)	2016^R	2017^R	2018^R	2019^R	2020^E
BP<	3,1	2,9	3,0	2,8	2,8
BP>	1 205	1 134	1 145	1 113	1 104
MP	52 036	53 579	54 470	53 052	53 052
Total	37,8	38,5	37,7	38,1	38,4

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.

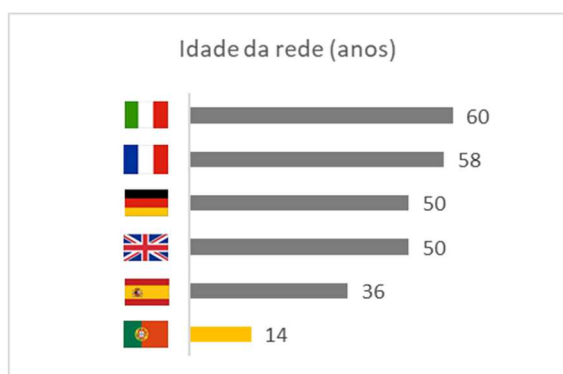


Figura 12 - Comparativo da antiguidade da rede na europa

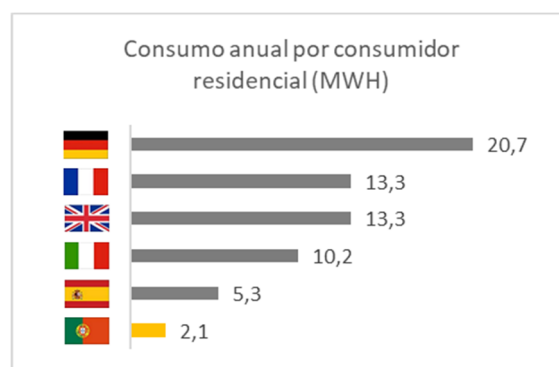


Figura 13 - Comparativo do consumo anual por cliente residencial

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

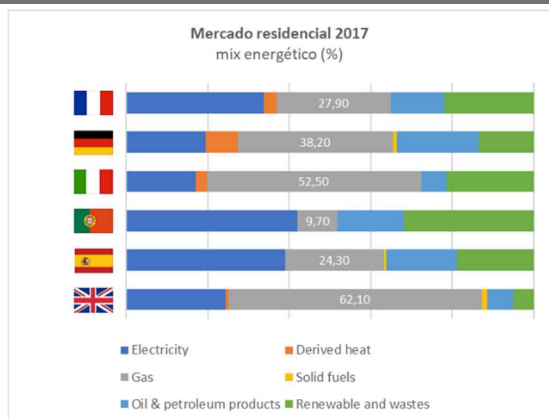


Figura 14 - Comparativo do mix de consumo residencial



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 %)¹⁰

Pesos 2018	BE de março de 2020							
	Cenário base				Cenário adverso			
	2019	2020 ^(p)	2021 ^(p)	2022 ^(p)	2020 ^(p)	2021 ^(p)	2022 ^(p)	
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

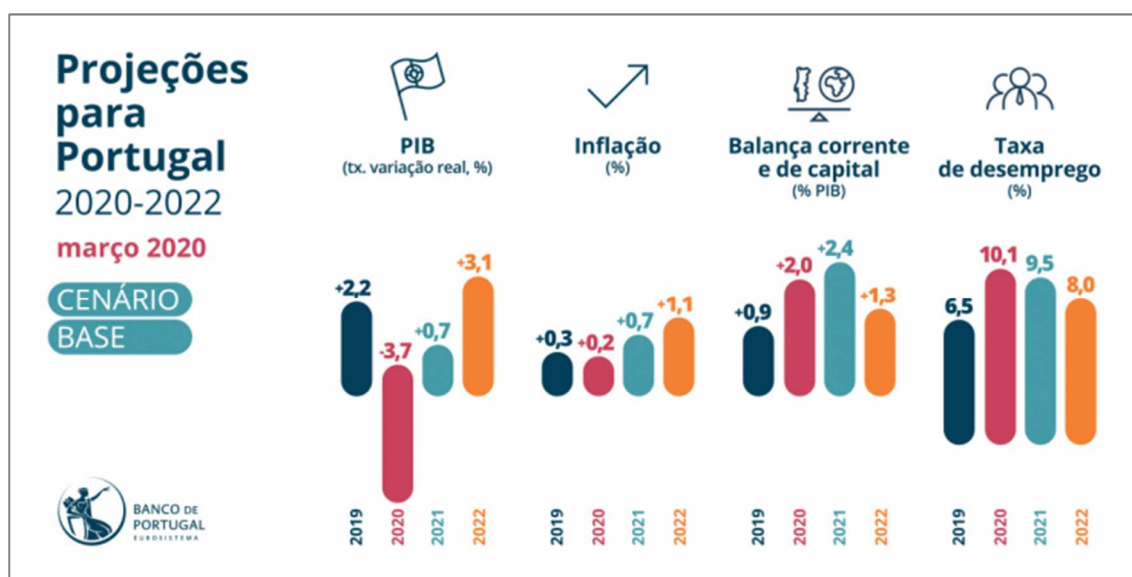


Figura 16 - Projeção do Banco de Portugal: cenário base

- 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.

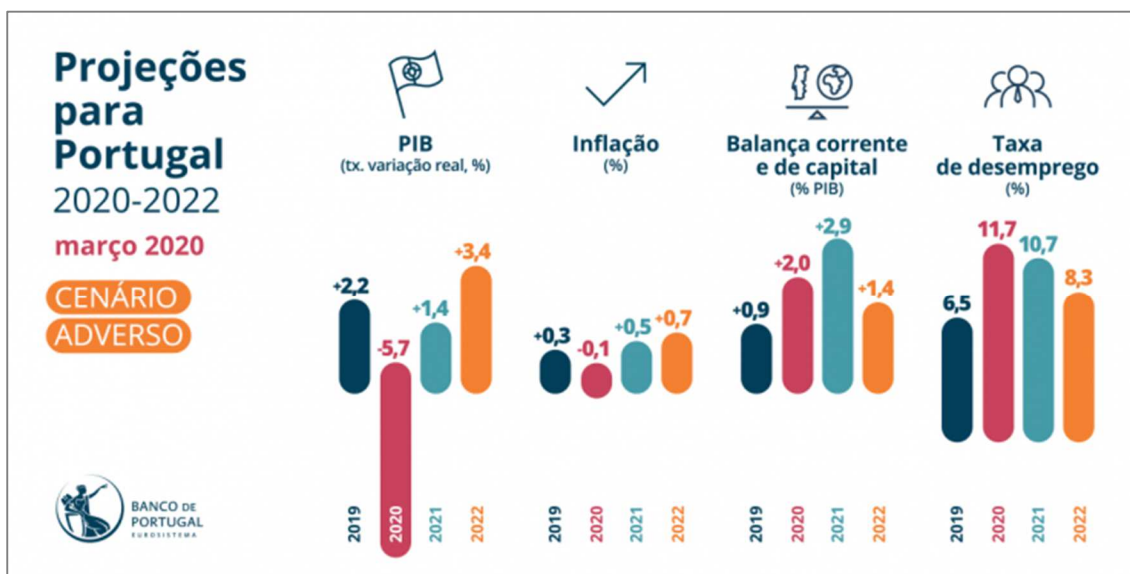


Figura 17 - Projeção do Banco de Portugal: cenário adverso

- 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 Lusitaniagás abrange 38 concelhos e numa área de 7.700km². que representa 9% do território nacional. Possui uma população de cerca de 1,4 milhões habitantes representativa de 15% da população total.

Peso da Região no país

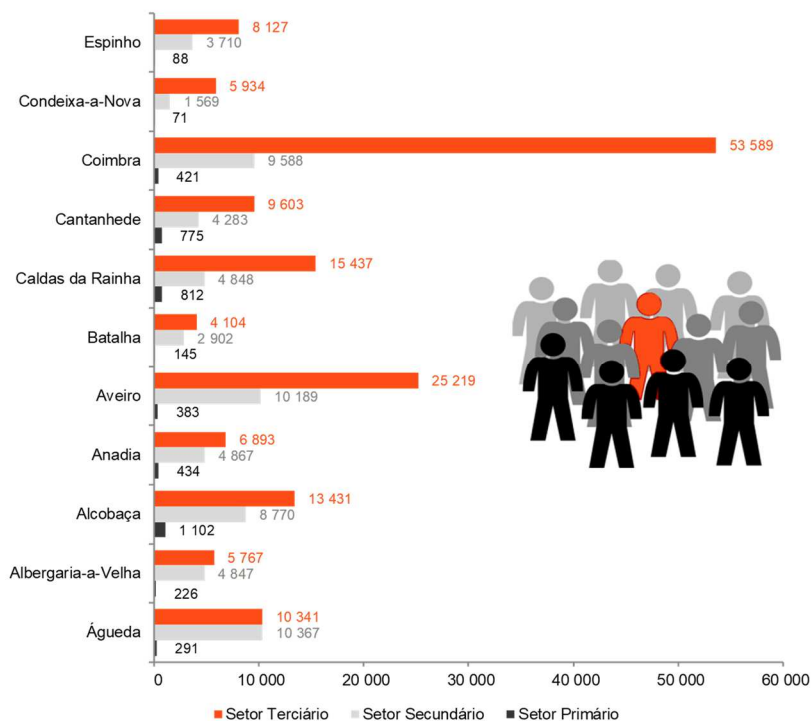
Área	Concelhos Abastecidos	População
9%	33	15%
ÁGUEDA	ESTARREJA	OLIVEIRA DO BAIRO
ALBERGARIA-A-VELHA	FIGUEIRA DA FOZ	OVAR
ALCOBAÇA	ÍLHAVO	PENICHE
ANADIA	LEIRIA	POMBAL
AVEIRO	MARINHA GRANDE	PORTO DE MÓS
BATALHA	MEALHADA	RIO MAIOR
CALDAS DA RAINHA	MONTE-MOR-O-VELHO	SANTA MARIA DA FEIRA
CANTANHEDE	MURTOSA	SÃO JOÃO DA MADEIRA
COIMBRA	NAZARÉ	SOURE
CONDEIXA-A-NOVA	ÓBIDOS	VAGOS
ESPINHO	OLIVEIRA DE AZEMÉIS	VALE DE CAMBRA



Figura 18 - Concelhos abastecidos

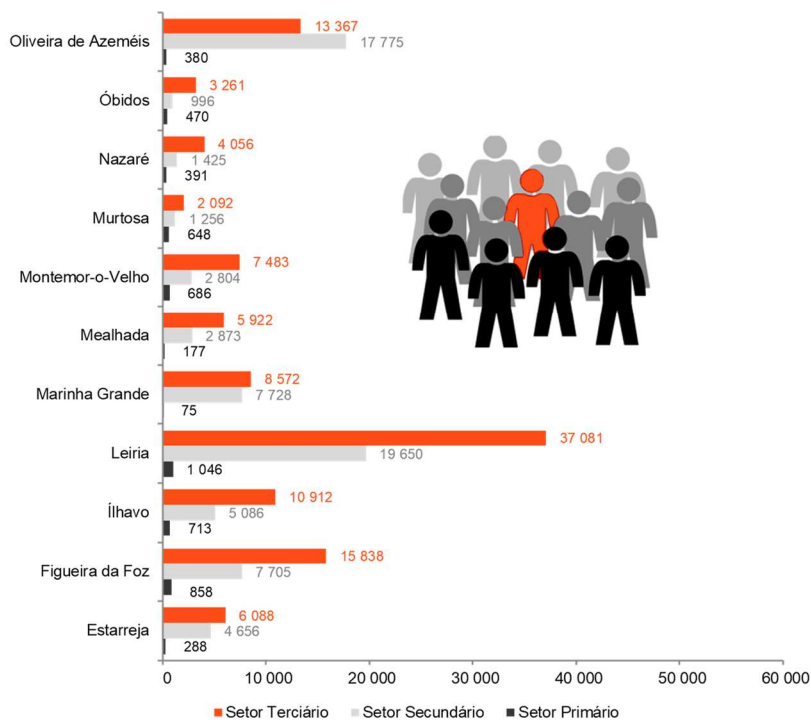
A área de concessão da Lusitaniagás cobre a região do Litoral Centro, nomeadamente os Distritos de Aveiro, Coimbra e Leiria.

População empregada - área de concessão da Lusitaniagás (1)

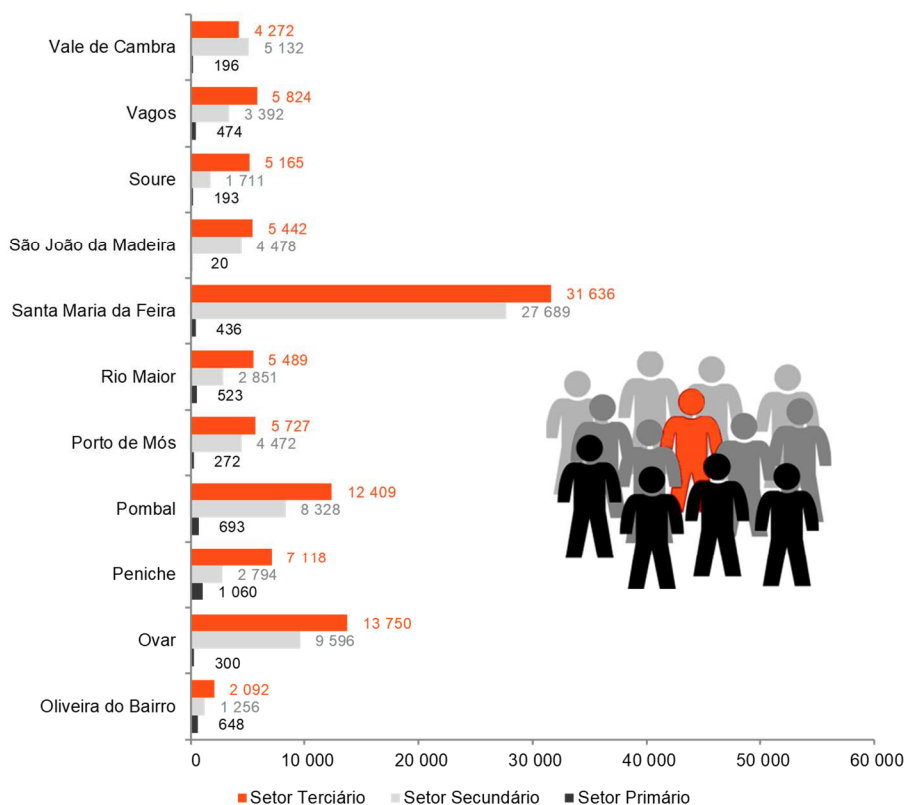


Fonte - Pordata - censos 2011

População empregada - área de concessão da Lusitaniagás (2)



População empregada - área de concessão da Lusitaniagás (3)



Fonte - Pordata - censos 2011

Figura 19 - População empregada por concelho

Os gráficos anteriores representam a população empregada por setores de atividade na área de concessão da Lusitaniagás. Após análise dos dados verificamos que 62% da população presta atividade no setor terciário, 35% 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 Lusitaniagás, onde se verifica que o nível mais elevado do indicador é registado no concelho da Marinha Grande e o mais reduzido no da Nazaré.

Poder de Compra e Salário Médio (€)

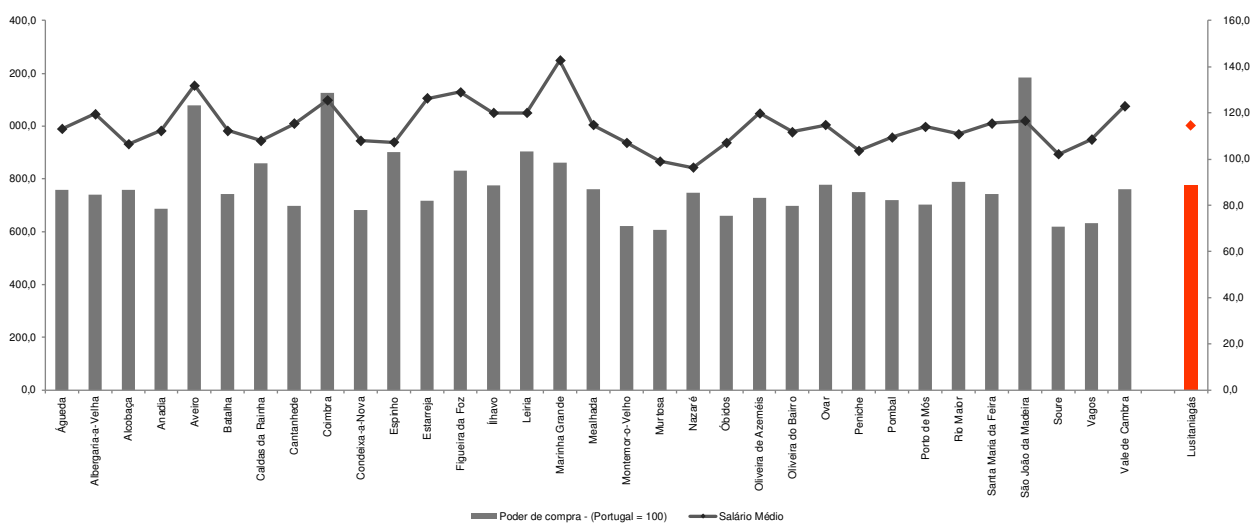
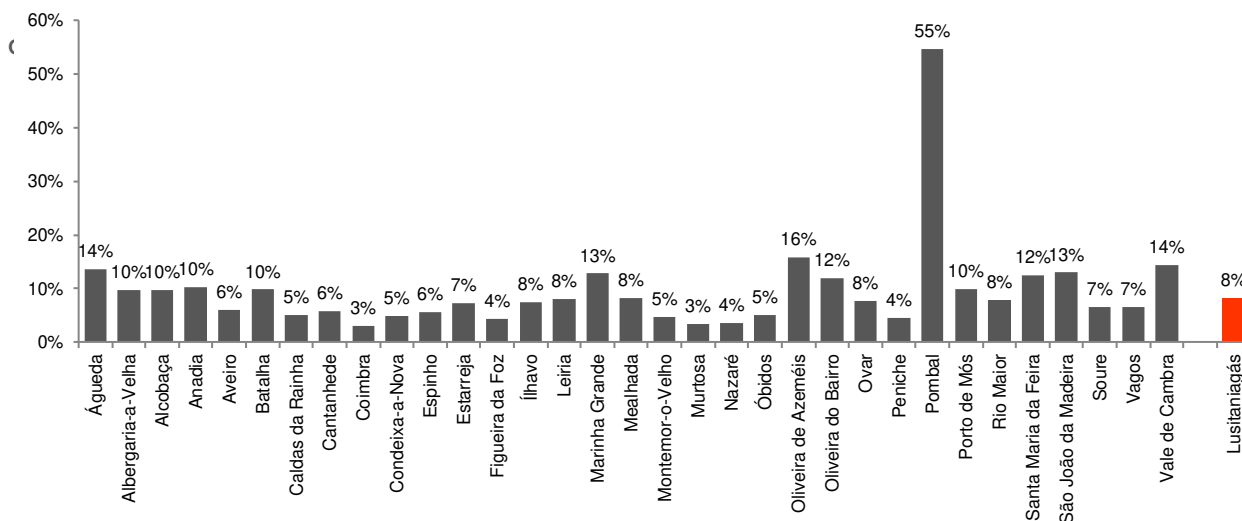


Figura 20 - Poder de compra e salário médio por concelho

Em seguida é apresentado o peso da indústria transformadora no tecido empresarial (empresas não financeiras) da área de Concessão da Lusitaniagás. Este tipo de empresas representa uma importante percentagem do volume distribuído quando integram a carteira de clientes da Lusitaniagás. Conforme se pode verificar o concelho de Pombal é o que apresenta um maior peso da indústria transformadora no tecido empresarial, enquanto que os concelhos de Coimbra e Murtosa são os que apresentam um menor peso. A área de concessão da Lusitaniagás contribui com cerca de 8% da indústria transformadora nacional.

Peso da indústria transformadora no tecido empresarial (%)

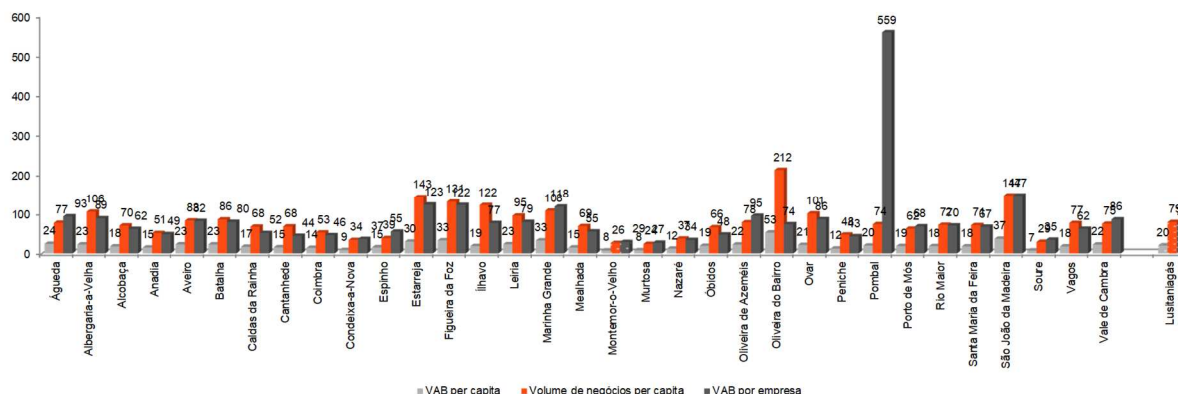


Fonte: Pordata

Figura 21 - Peso da indústria transformadora por concelho

O gráfico 9 apresenta o Valor Acrescentado Bruto *per capita* empregada, o Valor Acrescentado Bruto por empresa e o Volume de Negócios *per capita* empregada na área de Concessão da Lusitaniagás. Da análise pode-se concluir que os concelhos de São João da Madeira e Oliveira do Bairro são aqueles que apresentam indicadores mais elevados de VN *per capita*. No que respeita ao indicador de VAB por empresa, o concelho de Pombal surge com visível diferença face aos restantes. O VAB produzido na área de Concessão da Lusitaniagás representa cerca de 12% 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



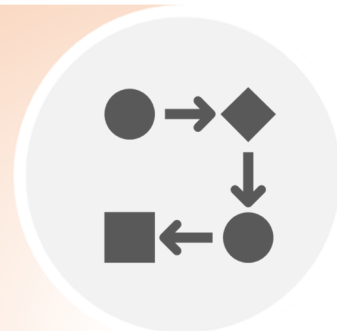
Em síntese

- 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 CO₂;
- 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, SGA-Sistema de Gestão de Ativos e ESRI-Sistema de Cadastro e Georreferenciação.

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 m³

Considerando por um lado os normativos em vigor, nomeadamente o conjunto de regras e obrigações previstas no RRC, e por outro, a volatilidade da variável "volume de GN" que apesar de constituir um dos *drivers* críticos de referência do impacto do investimento nas tarifas pode conduzir a análises enviesadas²³, os ORD do Grupo GGND optaram por indicadores que relacionam o investimento com os novos pontos de consumo, que

²³ 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 93% 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

adequadas. Neste sentido o projeto de desenvolvimento da atividade de distribuição tem contribuído positivamente para a sociedade e a economia nacional²⁴.

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 (€)

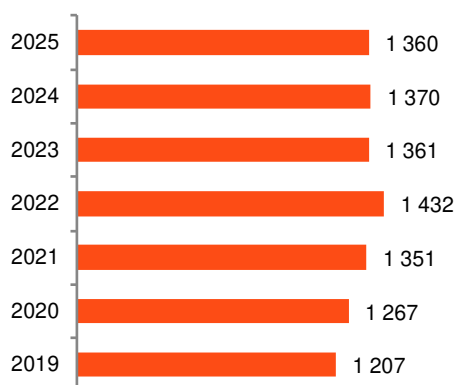


Figura 24 - Investimento em DN por cliente

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:

²⁴ 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, nomeadamente 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)

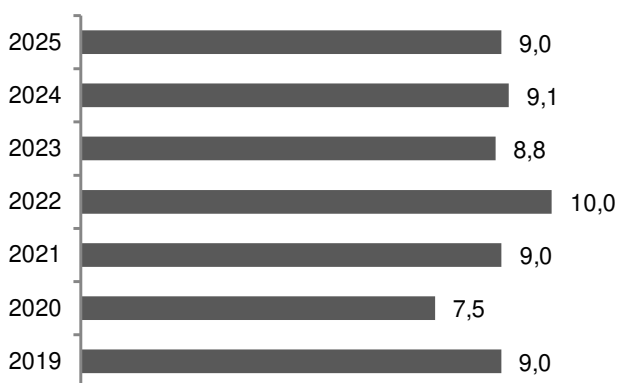


Figura 25 - Evolução dos metros de rede por cliente



❖ 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 investimento²⁵.

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.

²⁵ 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

Pontos de Abastecimento (#)	2019 ^R	2020 ^E	Acréscimo de novos PA					Total
			2021 ^P	2022 ^P	2023 ^P	2024 ^P	2025 ^P	
BP<	4 241	3 374	3 834	4 030	4 192	4 107	3 920	20 083
BP>	206	112	10	10	10	10	10	50
MP	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	4 447	3 486	3 844	4 040	4 202	4 117	3 930	20 133

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

08.2 Pressupostos da procura de GN

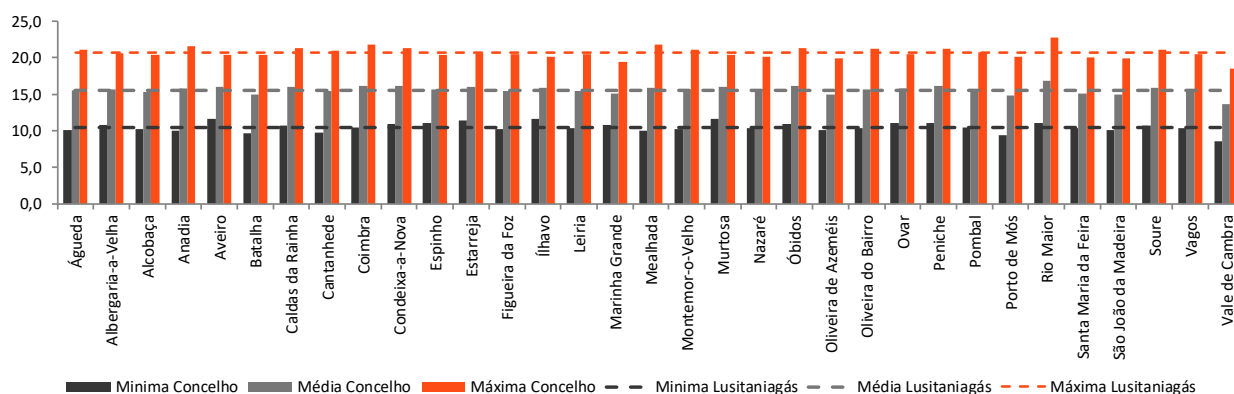
A evolução da procura de gás natural está condicionada por diversos fatores dos quais alguns de natureza exógena, inerentes às próprias características de mercado e às especificidades regionais.

❖ Condicionalismos 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 climatéricas** 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, com expressão essencialmente ao nível da BP<. 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 ^P	2022 ^P	2023 ^P	2024 ^P	2025 ^P	Total
BP<	475	480	487	495	501	2 438
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
Total	475	480	487	495	501	2 438

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

❖ Condicionaismos 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 Lusitaniagás em 2019.

Estrutura de consumidores GN

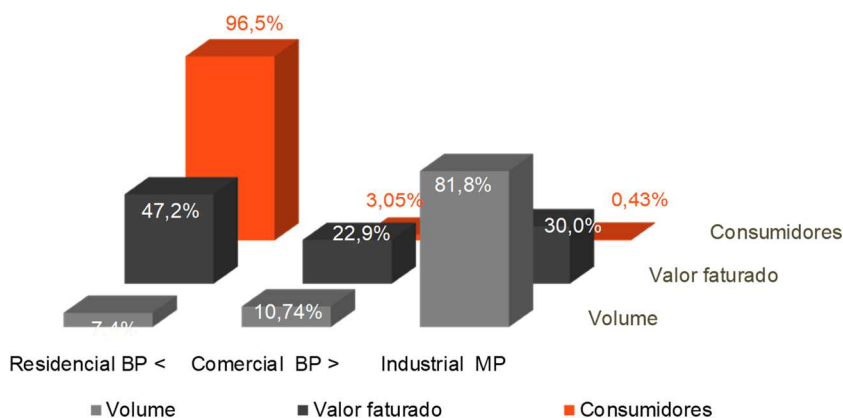




































Figura 27 - Estrutura de clientes na concessão

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 (Figura 11).

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
 ÁGUEDA	24,6%	26,4%
 ALBERGARIA-A-VELHA	30,9%	34,3%
 ALCOBAÇA	20,4%	26,1%
 ANADIA	20,2%	22,8%
 AVEIRO	55,8%	59,0%
 BATALHA	16,0%	17,1%
 BOMBARRAL	--	25,5%
 CALDAS DA RAINHA	66,7%	69,1%
 CANTANHEDE	30,5%	31,6%
 COIMBRA	54,9%	58,5%
 CONDEIXA-A-NOVA	46,9%	52,5%
 ESPINHO	33,2%	35,3%
 ESTARREJA	17,6%	19,6%
 FIGUEIRA DA FOZ	56,2%	60,6%
 ÍLHAVO	51,2%	54,0%
 LEIRIA	43,9%	45,8%
 MARINHA GRANDE	48,8%	52,6%
 MEALHADA	29,4%	30,5%
 MONTEMOR-O-VELHO	30,9%	36,0%
 MURTOSA	12,7%	16,8%
 NAZARÉ	41,5%	43,6%
 ÓBIDOS	44,6%	49,3%
 OLIVEIRA DE AZEMÉIS	31,6%	34,6%
 OLIVEIRA DO BAIRRO	30,7%	33,9%
 OVAR	51,0%	56,5%
 PENICHE	7,5%	19,6%
 POMBAL	28,9%	30,0%
 PORTO DE MÓS	29,0%	29,6%
 RIO MAIOR	41,0%	41,4%
 SANTA MARIA DA FEIRA	39,6%	42,3%
 SÃO JOÃO DA MADEIRA	65,0%	68,8%
 SOURE	22,3%	25,4%
 VAGOS	22,9%	25,3%
 VALE DE CAMBRA	19,2%	21,8%
LUSITANIAGÁS	40,3%	43,9%

As **Novas entradas de consumo** resultam de novas ligações decorrentes do esforço de expansão e saturação das redes de distribuição na execução dos 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 (#)

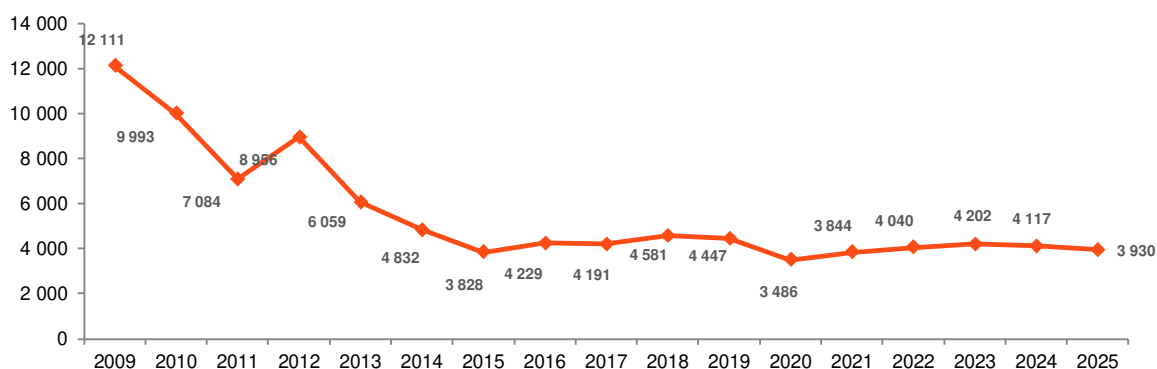


Figura 28 - Evolução do número de pontos de abastecimento na concessão

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

Consumo médio (MWh/PA)	2016 ^R	2017 ^R	2018 ^R	2019 ^R	2020 ^E	2021 ^P	2022 ^P	2023 ^P	2024 ^P	2025 ^P
BP<	3,1	2,9	3,0	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
BP>	1 205	1 134	1 145	1 113	1 104	1 164	1 163	1 162	1 161	1 160
MP	52 036	53 579	54 470	53 052	53 052	53 052	53 052	53 052	53 052	53 052
Total	37,67	38,10	38,44	38,10	38,34	38,46	37,98	37,50	37,03	36,59

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.

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

Fornecimento de GN (GWh)	2016 ^R	2017 ^R	2018 ^R	2019 ^R	2020 ^E	2021 ^P	2022 ^P	2023 ^P	2024 ^P	2025 ^P
BP<	673	649	673	650	660	683	693	702	713	722
BP>	917	892	936	953	1 025	1 152	1 162	1 173	1 183	1 194
MP	6 609	6 912	7 081	7 162	7 269	7 269	7 269	7 269	7 269	7 269
Total	8 198	8 452	8 690	8 765	8 954	9 104	9 124	9 144	9 165	9 185

PA (#) e Volume (MWh)

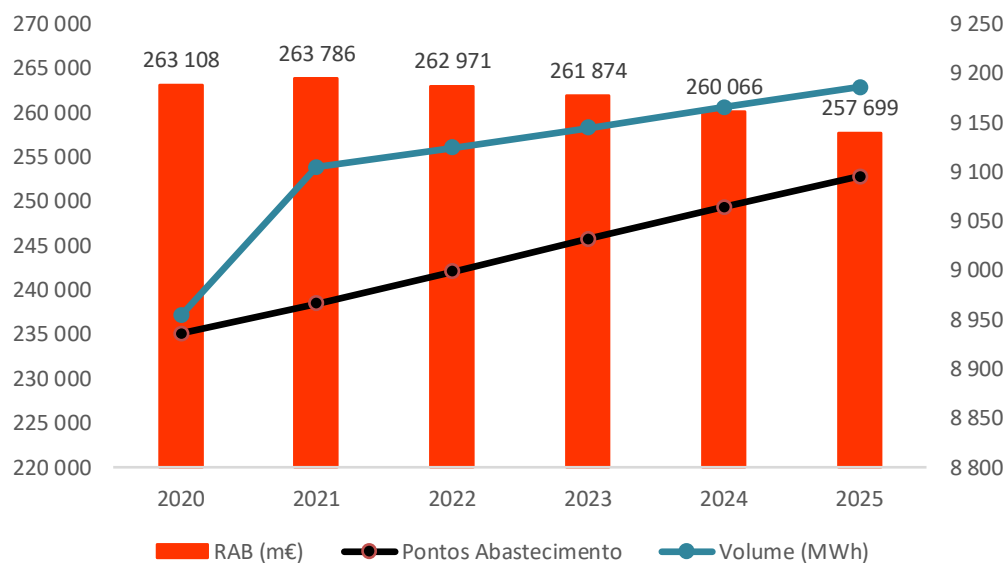


Figura 29 - Evolução do RAB, pontos de abastecimento e volume veiculado

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 impacto nas tarifas da evolução dos proveitos permitidos. Para isso foi analisada a evolução do TOTEX unitário com o intuito de perceber os impactos 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

Investimento (m€)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Investimento DN - Ligação de clientes	5 193	5 787	5 720	5 641	5 347	27 687
Investimentos em Outras Infraestruturas	1 411	1 142	382	368	370	3 673
Investimento em Outras Atividades	1 938	1 000	1 331	1 078	1 204	6 551
Investimento de convergência	531	531	532	532	532	2 658
Sub-total 1	9 073	8 461	7 965	7 619	7 453	40 569
Investimento não remunerado	382	361	345	355	345	1 788
Total Investimento remunerado	8 691	8 100	7 620	7 263	7 107	38 781

O impacto do plano de investimento nas tarifas não é total, estando 1,8M€ 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 gás²⁶.

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

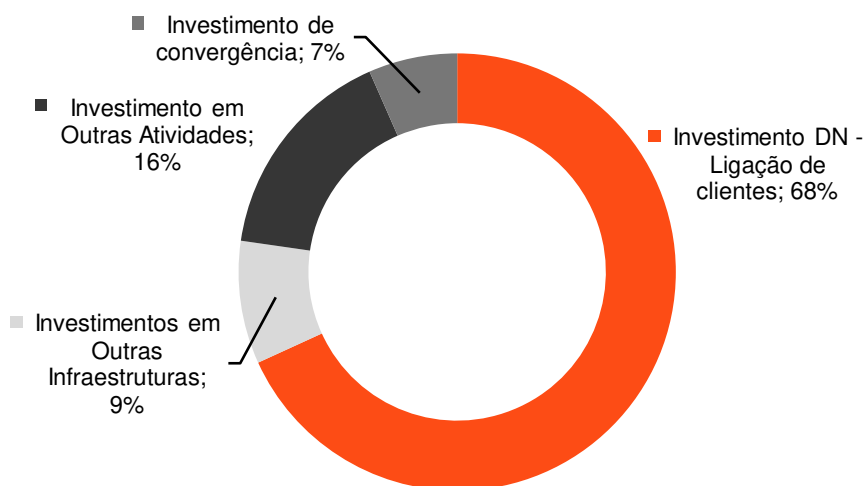


Figura 31 - Plano de investimento 2021-2025

²⁶ 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 20.133 novos pontos de consumo com a construção de 185 quilómetros rede de distribuição e 9.361 ramais nos 34 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

Investimento DN - Ligação clientes (m€)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Rede Secundária	1 892	2 241	2 063	2 087	1 956	10 238
Ramais	1 011	1 028	1 007	988	935	4 968
Infraestruturação / clientes	1 454	1 596	1 701	1 626	1 548	7 924
<i>Conversão</i>	1 036	1 178	1 300	1 183	1 140	5 837
<i>Reconversão</i>	418	418	401	443	408	2 088
Contadores / cadeias medida	615	639	664	651	622	3 191
TPE's	222	284	285	288	286	1 365
Total	5 193	5 787	5 720	5 641	5 347	27 687

Quadro 23 - Agregados operacionais DN 2021-2025

Agregados operacionais	Unidade	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Novos clientes de GN	#	3 844	4 040	4 202	4 117	3 930	20 133
Rede Secundária (kms)	km	35	41	37	38	35	185
Ramais (#)	#	1 922	1 939	1 891	1 855	1 754	9 361
Infraestruturação / clientes	#	3 149	3 412	3 586	3 496	3 309	16 952
<i>Conversão</i>	#	1 911	2 174	2 398	2 183	2 100	10 766
<i>Reconversão</i>	#	1 238	1 238	1 188	1 313	1 209	6 186

Quadro 24 - Métricas operacionais 2021-2025

Métricas operacionais	Unidade	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Inv DN / Cliente	€/ PA	1 351	1 432	1 361	1 370	1 360	1 375
Rede / Cliente	mts / PA	9,0	10,0	8,8	9,1	9,0	9,2
Clientes / km rede	PA / km	111,4	99,6	113,1	109,6	111,6	108,8
Clientes / Ramal	PA	2,0	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2

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

Custos unitários	Unidade	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Rede	€/ metro	61,2	62,2	63,2	63,2	63,7	62,7
Ramal	€	525,8	530,0	532,6	532,9	532,8	530,8
Infraestruturação	€	461,6	467,8	474,3	465,2	467,7	467,3
<i>Conversão</i>	€	542,0	542,0	542,0	542,0	542,7	542,1
<i>Reconversão</i>	€	337,5	337,5	337,5	337,5	337,5	337,5
Contadores	€	21,8	21,7	21,6	21,6	21,6	21,6

❖ Análise de custos unitários

Rede e Ramais

Nos últimos anos tem-se verificado um agravamento dos custos unitários das redes e dos ramais, observável no quadro seguinte, 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

Custos unitários	Unidade	2016 ^R	2017 ^R	2018 ^R	2019 ^R	2020 ^E	2021 ^P	2022 ^P	2023 ^P	2024 ^P	2025 ^P
		Rede	€/ mt	51	52	64	63	69	61	62	63
Ramal	€	396	368	500	507	558	526	530	533	533	533

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

Investimentos em Outras Infraestruturas (m€)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Rede Primária (outros: Servidões, ...)	998	785	40	35	38	1 896
UAG	0	0	0	11	0	11
RS - Anelagens e Reestruturação	249	251	252	252	252	1 257
Rede Secundária - PRP	5	5	5	5	5	25
Rede Secundária - Outros	79	79	61	41	51	310
TPE's	80	22	23	25	24	174
Total	1 411	1 142	382	368	370	3 673

As principais rúbricas de investimento consistem na anelagem e reestruturação de rede de distribuição para garantir a segurança de abastecimento e a qualidade de serviço, e também na rede primária.

No que se refere à rede primária, verifica-se um valor muito elevado nos anos de 2021 e 2022 decorrente, essencialmente, da infraestruturização do concelho do Bombarral.

A construção de uma rede de média pressão para reforçar a segurança de abastecimento da rede do eixo da Figueira da Foz, possibilitando a interligação de 2 GRMS (Lares e Alfarelos), está também inserido no investimento 2021-2025, representando a mesma um valor de 600 mil euros em 2021, considerando que este investimento se inicia em 2020.

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*.

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

Investimento em Outras Atividades (m€)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Renovação contadores	630	571	551	572	562	2 886
Investimento remunerado	340	300	299	308	303	1 550
Investimento não remunerado	290	271	252	264	258	1 336
Sistemas Informação	250	179	631	179	405	1 643
Edifícios e construções	515	15	15	15	15	575
Proj. Cadastro	92	42	42	42	42	259
Equipamento de Transporte	347	89	0	178	89	702
Outros	104	105	92	92	92	486
Total	1 938	1 000	1 331	1 078	1 204	6 551

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 nos anos de 2021 e 2022 devido ao plano de atualização da infraestrutura tecnológica, enquadram um investimento médio anual de 208 mil euros.

Verifica-se que **44%** 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, acometidas às distribuidoras nas suas concessões e licenças, e o reconhecimento para efeitos de remuneração dos investimentos nos equipamentos necessários à consecução daquelas obrigações, também expresso nos contratos de concessão e títulos de licença outorgados às empresas. É uma situação que urge ser ultrapassada repondo a coerência e o equilíbrio previstos nos termos acordados entre o concedente e as distribuidoras.

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.

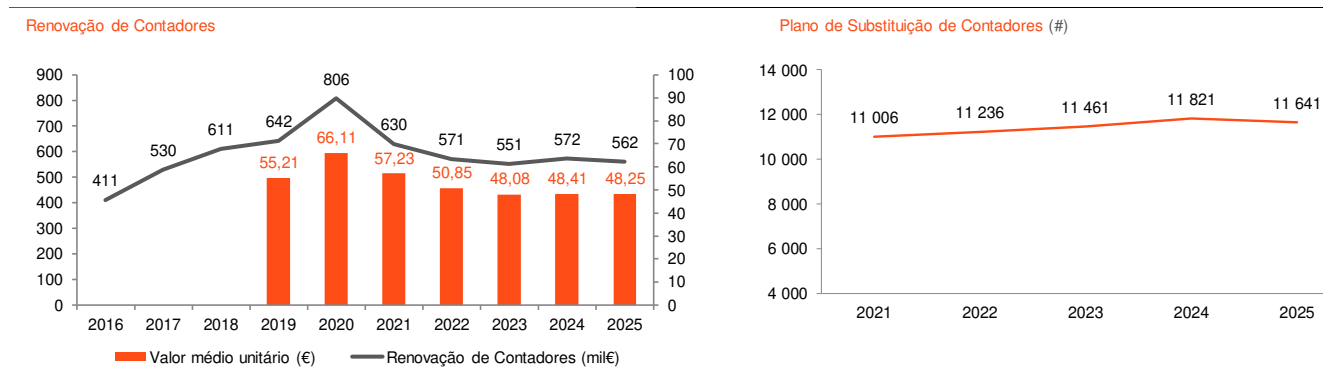


Figura 32 - Evolução do investimento em renovação de contadores

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 impacte 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)

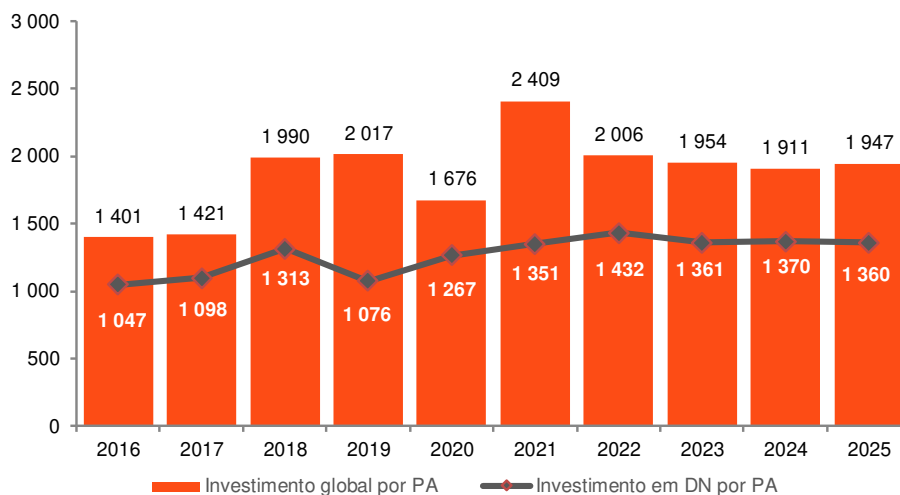


Figura 34 - Investimento por ponto de abastecimento

Nas ligações de novos PA, o custo unitário do investimento global mantém alguma estabilidade e com valores controlados. 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 renovação e modernização, de conformidade e de otimização da eficiência operacional que não aportam novos volumes de GN. Ao nível deste indicador, importa realçar que o investimento total contempla o esforço de infraestruturização do novo concelho (Bombarral).

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.

❖ 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)

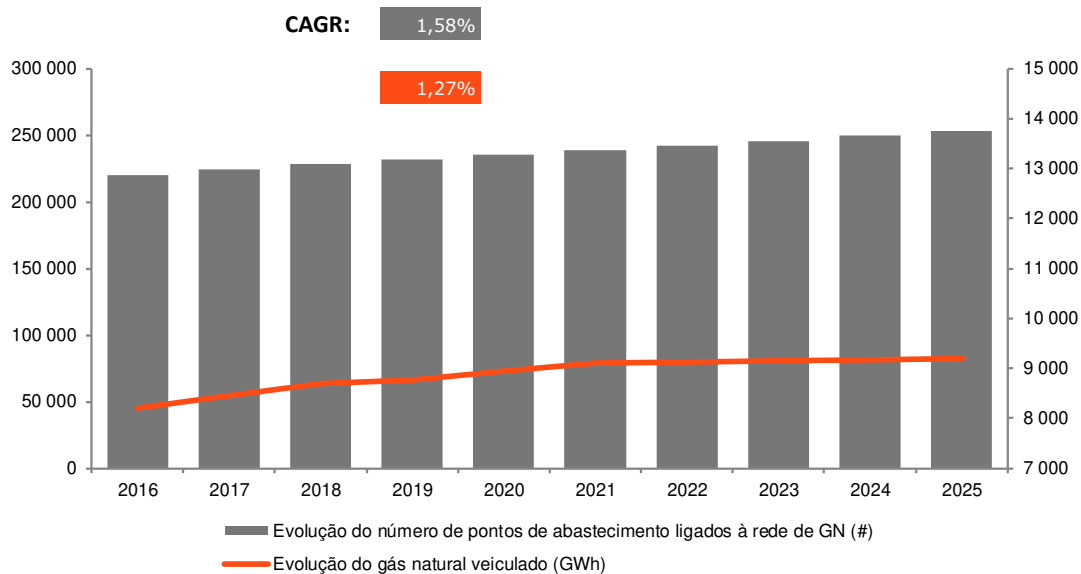


Figura 35 - Evolução de pontos de abastecimento e volume de GN

❖ 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. A concessão da Lusitaniagás é caracterizada pela forte componente de consumo industrial, o que torna o volume total menos suscetível a impactes decorrentes do clima, contrariamente a outras concessões com maiores índices de consumo residencial.

O gráfico seguinte demonstra uma regularidade no que diz respeito ao consumo médio e, contrariamente a outros operadores, não é muito significativo o incremento de volumes no ano de 2018 por via do efeito de temperatura.

O ligeiro decréscimo que se verifica nos valores ao longo do período do plano, não resulta de uma diminuição de consumo, mas sim do incremento previsto estar considerado nos segmentos de BP<, aumentando desta forma a base de clientes em proporção inferior ao aumento de volumes.

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

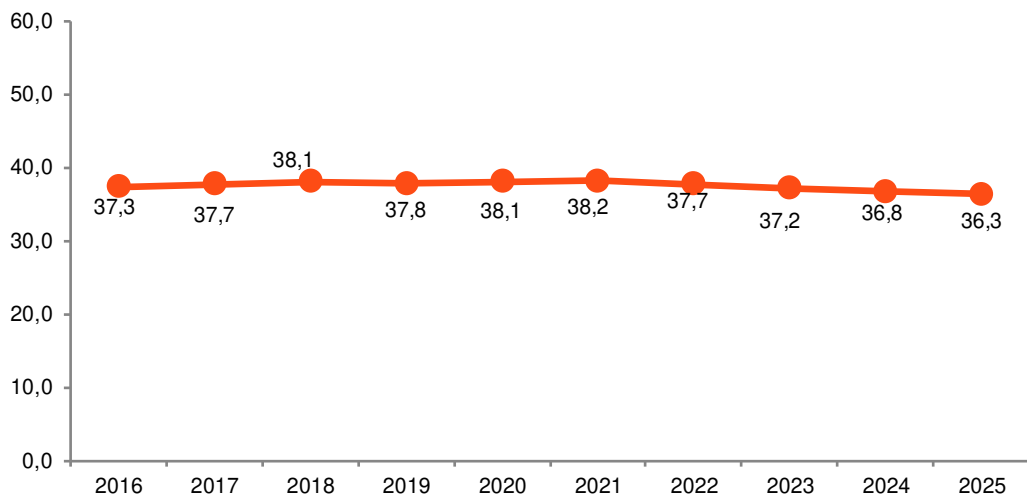


Figura 36 - Evolução do GN distribuído por ponto de abastecimento

❖ 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.

RAB / PA (m€)

RAB / VOLUME (m€/GWh)

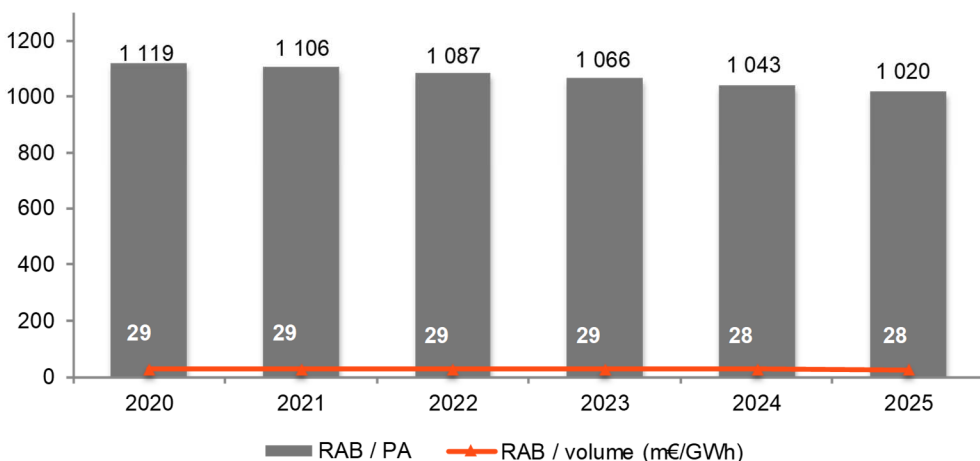


Figura 37 - Evolução do valor do ativo por ponto de abastecimento

❖ 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.

Esta tendência de descida é ainda mais relevante e assinalável se considerarmos que os valores considerados para determinação do TOTEX incluem investimentos em projetos emergentes no âmbito do processo de descarbonização e transição energética, para o qual o presente plano já se encontra em absoluta conformidade e coordenação.

TOTEX unitário por cliente abastecido (€/PA)

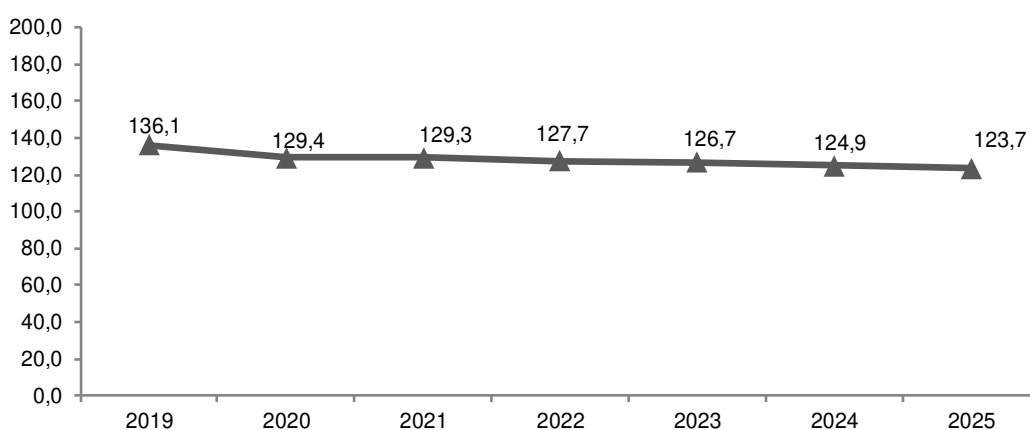


Figura 38 - Evolução do TOTEX unitário por cliente abastecido

❖ 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 apresentam uma tendência 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.

Adicionalmente, importa realçar o comportamento sistemático de contribuição para a redução tarifária daquele que é um dos operadores cuja

aplicação de tarifas gera um contributo líquido para o SNGN quando comparado com os seus proveitos permitidos.

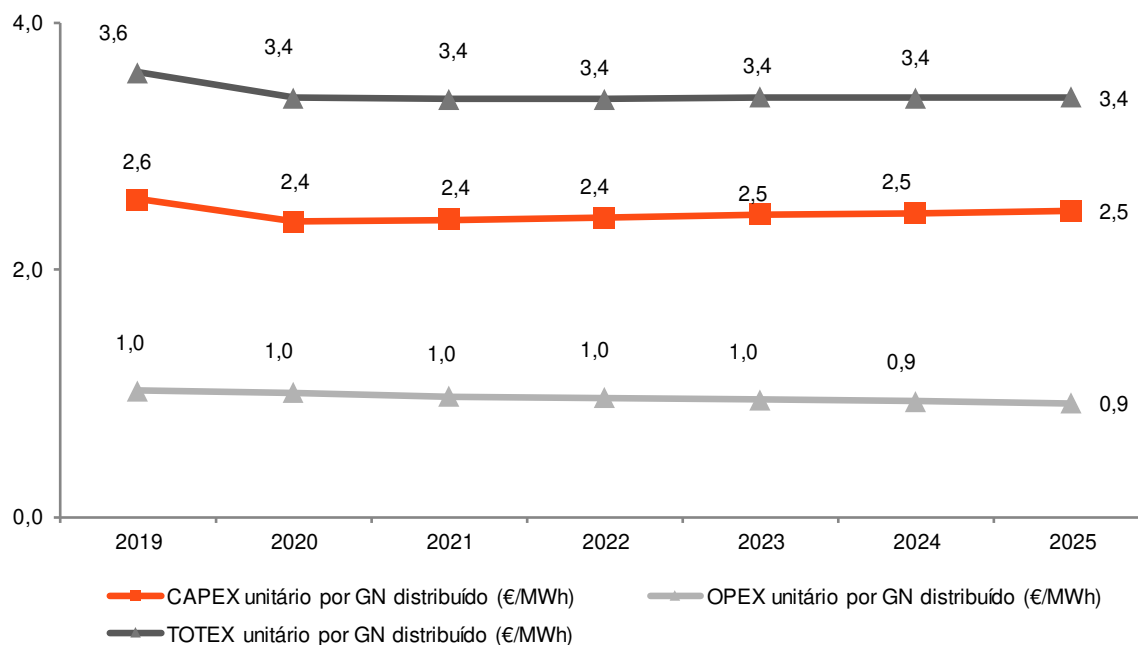


Figura 39 - Evolução do custo unitário €/MWh

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 2019-2020²⁷
- A entrada em serviço do ativo no ano da realização do investimento.

Os pressupostos de suporte à avaliação constam do anexo 08.4.

²⁷ ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2019-2020” - junho 2019

Quadro 29 – Pressupostos para a avaliação

	2020
RAB (m€)	263 108
Taxa de remuneração do ativo	5,20%
Amortizações do exercício (m€)	7 730
CAPEX (m€)	21 412
OPEX (m€)	9 001
TOTEX (m€)	30 413
Volume (MWh)	8 953 559
TOTEX / MWh	3,40 €

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 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

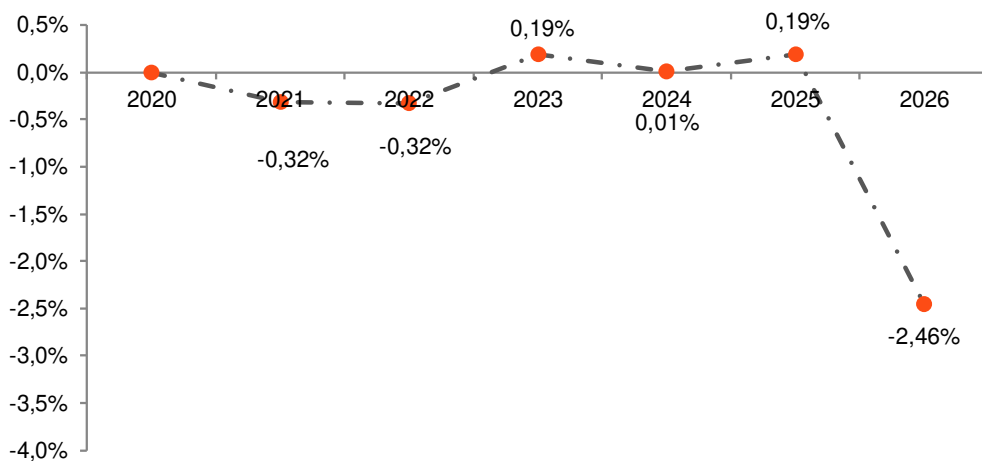


Figura 40 - Impacte no custo unitário de energia

Em 2026²⁸ o custo unitário é de **3,31 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 0,08€ (-2,5%) face ao valor de partida de **3,40 €/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 2019²⁹ 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.

²⁸ Ano cruzeiro

²⁹ Ano fechado

Quadro 30 – Cenário Base e Análises de Sensibilidade

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RAB (m€)	263 108	263 786	262 971	261 874	260 066	257 699	248 044
Taxa de remuneração do ativo	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%
Amortizações do exercício (m€)	7 730	8 202	8 419	8 808	9 021	9 373	9 217
CAPEX (m€)	21 412	21 919	22 093	22 426	22 544	22 774	22 116
Cenário base do PDIRD 2021-2025							
OPEX (m€)	9 001	8 907	8 798	8 694	8 590	8 486	8 318
TOTEX (m€)	30 413	30 825	30 891	31 119	31 134	31 259	30 433
Volume (MWh)	8 953 559	9 104 001	9 123 824	9 144 221	9 164 860	9 185 194	9 185 194
TOTEX / MWh	3,40	3,39	3,39	3,40	3,40	3,40	3,31
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,01 €	0,00 €	0,02 €	-0,01 €	0,01 €	-0,09 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-0,32%	-0,01%	0,51%	-0,18%	0,18%	-2,64%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,01 € -	0,01 €	0,01 €	0,00 €	0,01 € -	0,08 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-0,32%	-0,32%	0,19%	0,01%	0,19%	-2,46%
CENÁRIO I							
CAPEX (m€)	21 412	21 919	22 093	22 426	22 544	22 774	22 116
OPEX (m€)	9 001	8 926	8 817	8 713	8 610	8 505	8 337
TOTEX (m€)	30 413	30 845	30 910	31 139	31 154	31 279	30 453
Volume (MWh)	8 953 559	9 231 910	9 254 189	9 276 968	9 299 838	9 322 292	9 322 292
TOTEX / MWh	3,40	3,34	3,34	3,36	3,35	3,36	3,27
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,06 €	0,00 €	0,02 €	-0,01 €	0,01 €	-0,09 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-1,64%	-0,03%	0,49%	-0,20%	0,16%	-2,64%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,06 € -	0,06 € -	0,04 € -	0,05 € -	0,04 € -	0,13 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-2%	-2%	-1%	-1%	-1%	-4%
Cenário II							
CAPEX (m€)	21 412	21 919	22 093	22 426	22 544	22 774	22 116
OPEX (m€)	9 001	8 905	8 796	8 692	8 589	8 484	8 316
TOTEX (m€)	30 413	30 823	30 889	31 118	31 133	31 258	30 432
Volume (MWh)	8 953 559	9 091 266	9 112 204	9 133 628	9 155 142	9 176 249	9 176 249
TOTEX / MWh	3,40	3,39	3,39	3,41	3,40	3,41	3,32
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,01 €	0,00 €	0,02 €	-0,01 €	0,01 €	-0,09 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-0,19%	-0,02%	0,50%	-0,19%	0,17%	-2,64%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,01 € -	0,01 €	0,01 €	0,00 €	0,01 € -	0,08 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	0%	0%	0%	0%	0%	-2%
Cenário III							
CAPEX (m€)	21 412	21 919	22 093	22 426	22 544	22 774	22 116
OPEX (m€)	9 001	8 855	8 744	8 638	8 532	8 425	8 258
TOTEX (m€)	30 413	30 774	30 837	31 063	31 076	31 199	30 374
Volume (MWh)	8 953 559	8 764 770	8 764 770	8 764 770	8 764 770	8 764 770	8 764 770
TOTEX / MWh	3,40	3,51	3,52	3,54	3,55	3,56	3,47
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,11 €	0,01 €	0,03 €	0,00 €	0,01 €	-0,09 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	3,37%	0,21%	0,73%	0,04%	0,40%	-2,64%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,11 €	0,12 €	0,15 €	0,15 €	0,16 €	0,07 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	3%	3%	4%	4%	5%	2%

O gráfico seguinte ilustra a evolução do custo total por unidade de volume de GN veiculado. Como seria expectável, por estarmos perante um plano que contempla investimento para a ligação de novos concelhos, o cenário III apresenta um comportamento cujo resultado é prejudicado por não ser considerado qualquer consumo do novo concelho. Nessa situação, esta curva ascendente é um resultado normal, coerente com os princípios de análise do modelo económico, bem como das análises desenvolvidas pela ERSE.

Nos cenários base, I e II verifica-se uma diminuição do proveito unitário, o que é favorável para a tarifa de URD.

Em qualquer dos cenários, e conforme já referido anteriormente, o CAPEX incorpora um montante anual de investimento para projetos emergentes relacionados com a descarbonização e transição energética.

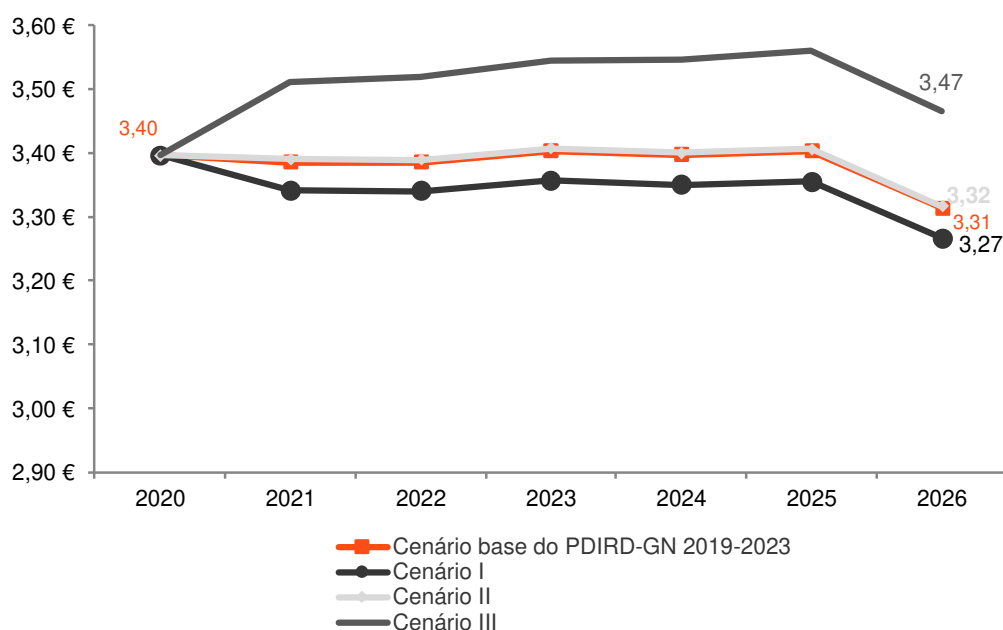


Figura 41- Evolução do TOTEX por MWh

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

Projetos	Investimento (m€)	Volume adicional ano cruzeiro (GWh)	PA	Investimento por PA (€/PA)
Projeto DN - Águeda	506	2,2	356	1 421
Projeto DN - Albergaria-a-Velha	370	0,8	260	1 424
Projeto DN - Alcobaça	1 405	3,0	1 024	1 372
Projeto DN - Anadia	357	0,8	251	1 424
Projeto DN - Aveiro	1 733	36,7	1 329	1 304
Projeto DN - Batalha	78	0,3	67	1 165
Projeto DN - Caldas da Rainha	584	1,2	406	1 439
Projeto DN - Cantanhede	110	0,2	84	1 311
Projeto DN - Coimbra	3 366	17,5	2 477	1 359
Projeto DN - Condeixa-a-Nova	391	0,8	266	1 471
Projeto DN - Espinho	454	1,1	333	1 362
Projeto DN - Estarreja	220	0,5	158	1 395
Projeto DN - Figueira da Foz	2 013	3,1	1 499	1 343
Projeto DN - Ílhavo	834	1,7	640	1 303
Projeto DN - Leiria	1 363	11,8	1 026	1 329
Projeto DN - Marinha Grande	1 152	2,3	793	1 452
Projeto DN - Mealhada	147	0,3	107	1 372
Projeto DN - Montemor-o-Velho	425	0,9	296	1 435
Projeto DN - Murtosa	142	0,2	106	1 343
Projeto DN - Nazaré	359	0,6	245	1 465
Projeto DN - Oliveira do Bairro	329	0,6	236	1 393
Projeto DN - Oliveira de Azeméis	953	2,1	711	1 340
Projeto DN - Óbidos	62	0,2	50	1 238
Projeto DN - Ovar	1 419	3,0	1 013	1 400
Projeto DN - Peniche	2 206	1,9	1 631	1 352
Projeto DN - Pombal	239	0,5	165	1 447
Projeto DN - Porto Mós	55	0,1	45	1 226
Projeto DN - Rio Maior	57	0,1	47	1 216
Projeto DN - Santa Maria da Feira	2 050	4,4	1 465	1 399
Projeto DN - São João da Madeira	562	1,2	400	1 405
Projeto DN - Soure	250	0,4	175	1 431
Projeto DN - Vagos	281	0,4	200	1 405
Projeto DN - Vale de Cambra	320	0,7	220	1 454
Projeto DN - Bombarral	2 895	6,3	2 052	1 411
Total Investimento DN	27 687	108,1	20 133	1 375
Outros investimentos	12 882			n.a.
Investimento global do PDIRD	40 569	108,1	20 133	2 015

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 um novo concelho, Bombarral, onde será disponibilizado ao acesso a esta energia nos primeiros anos do plano.
- 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 GN através da compensação da saída de clientes por novos pontos de consumo de GN. A saída de clientes do sistema leva à redução de consumo de GN com impacte negativo na tarifa de uso das redes de distribuição que pode ser compensada com a entrada de novos pontos de consumo.
- Expansão e consolidação das infraestruturas de distribuição, incrementando o mercado potencial para o consumo de gases renováveis.

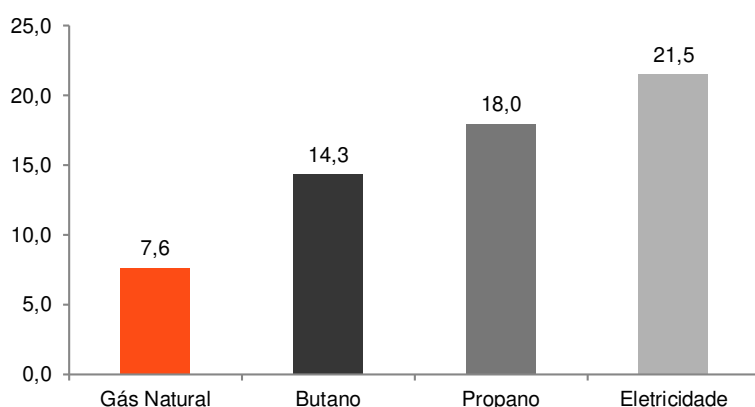
10.1 Dimensão social, do bem-estar e segurança

- 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.
 - 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, DGE, 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 m³ através da adaptação ou construção de instalações de utilização dos clientes. Este investimento constitui um real e único incentivo à adesão ao GN de novos clientes para o SNGN. Este incentivo, com o devido enquadramento e sustentado por critérios de racionalidade económica, permite a expansão do mercado de GN com benefícios para o sistema com redução da tarifa induzida pelo contributo de novos clientes e respetivo

consumo, observados critérios de eficiência do investimento. A distribuição de GN é um serviço público, mas que concorre no mercado com alternativas energéticas com forte poder negocial que decorre de uma maior liberdade que permite concretizar políticas comerciais agressivas. Apesar do desequilíbrio de forças, os 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 m³ 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 m³ 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 m³ 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 m³.

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 concorrência³⁰ do setor no mercado global de energia, atualmente pouco favoráveis para o Gás Natural.

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

³⁰O mercado e suas condições e regras desequilibradas de cada fonte de energia introduzem distorções na concorrência em detrimento do GN

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 **224 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%³¹;

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 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

³¹ Estudo da Afry, "The role of Portuguese gas infrastructure in the decarbonization process"



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.

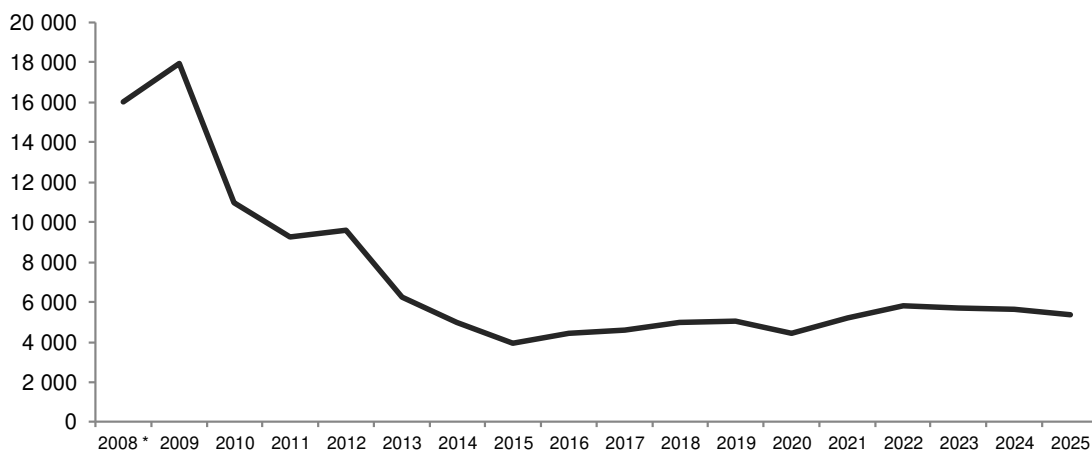
Manutenção de sinergias organizacionais com impacte na contenção dos custos de operação da distribuição de GN.

O modelo atual com os níveis de investimento em desenvolvimento de negócio (redes, ramais, infraestruturização e ligação de novos PA) tem permitido a manutenção de um nível de custos bastante inferior aos reais para as atividades operacionais de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência 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 €)



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

Figura 44 - Evolução no investimento em ligação de clientes

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

Para manter os níveis de serviço atuais da operação corrente, seria necessário um incremento anual de custos na ordem de **3.1 M€**, 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 2³²

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.**

³² Objetivos do PDIRD-GN

RAB (m€) e Volume (GWh)

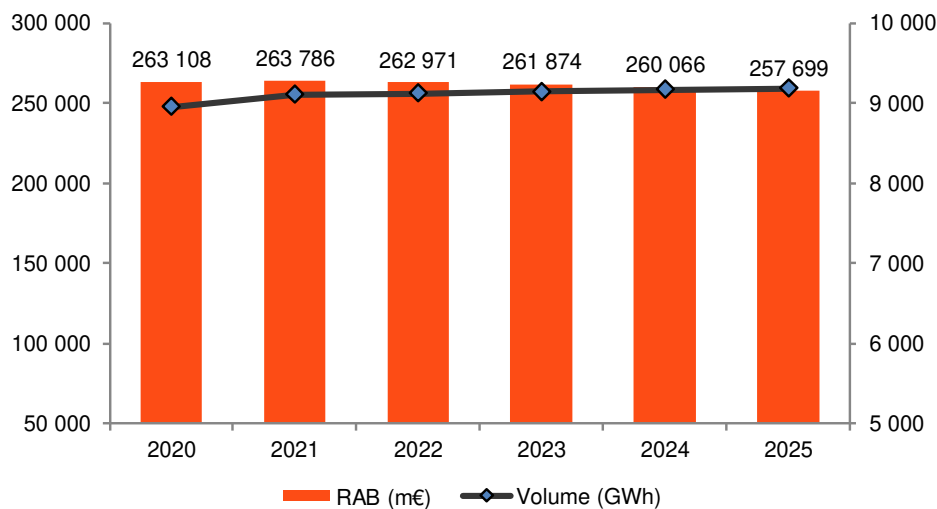


Figura 45 - Evolução da base de ativos regulados e GN distribuído

O gráfico anterior apresenta a relação entre a evolução da base de ativos regulada, sobre a qual incide a taxa de remuneração, e 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.

A Lusitaniagás tem uma especial preocupação com a racionalidade do seu investimento, considerando o papel que desempenha para todo o setor, no que concerne ao contributo líquido que gera para o SNGN.

10.6 Dimensão ambiental

Portugal assumiu o objetivo de atingir a Neutralidade Carbónica³³ 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

³³ Entendida como o balanço nulo entre emissões de GEE (gases de efeito de estufa) e remoções ou sequestro desses mesmos gases

da infraestrutura de distribuição contribui para este 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 das 27 nações que constituem a União Europeia. As emissões de Portugal só representam 1,8% das emissões da EU e 0,1% das emissões de GEE total registadas ao nível mundial com 49 200 milhões de toneladas de CO₂e (sem LULUCF).



Figura 46 – Emissões de gases com efeito de estufa no mundo, Europa e Portugal³⁴

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**.

³⁴ Fontes: United Nations – Environment Programme – Emissions Gap Report 2018 / Pordata / ERSE

Fator de emissão de CO₂ (ton CO₂/TJ)

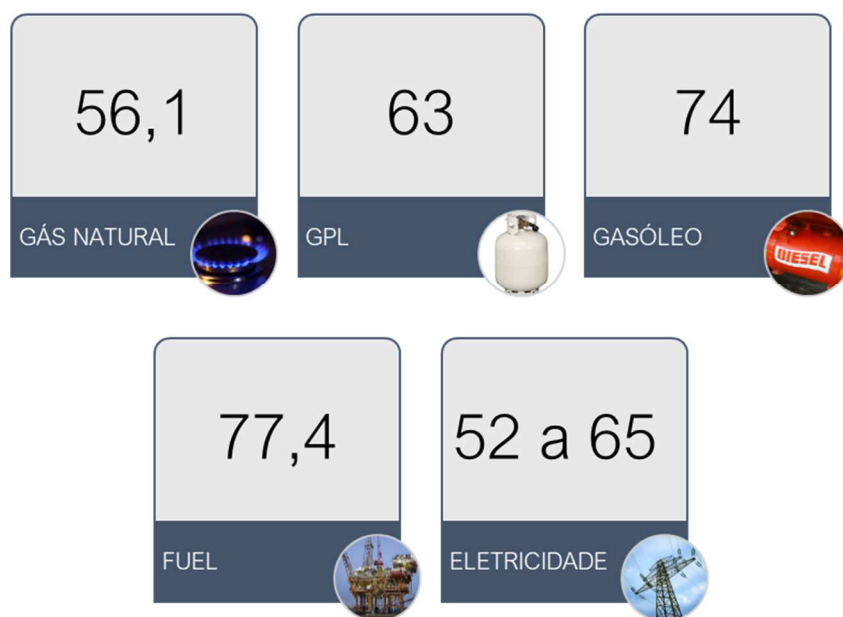


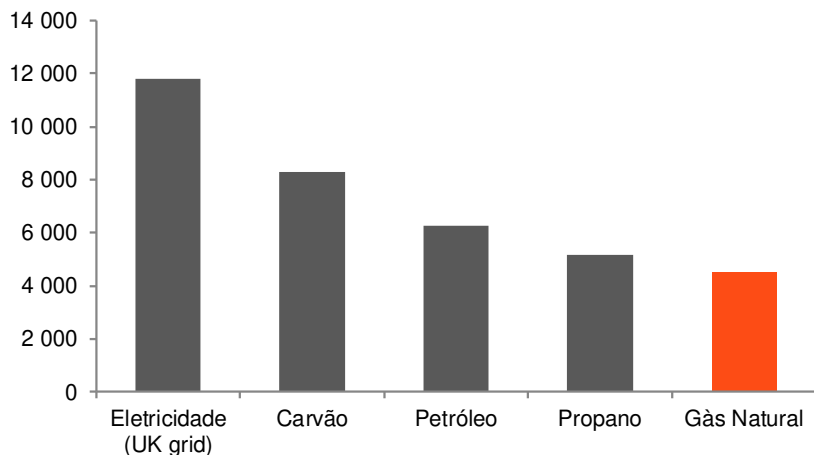
Figura 47 - Emissões de CO₂ por fonte de energia³⁵

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 CO₂, 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

³⁵ Fonte: Eurogas

Emissões anuais de CO₂ para aquecimento de uma habitação
(Kg)



Fontes: Eurogás

Figura 48 - Emissões de CO₂ 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€	5 367	5 046	321	6%
Outros Investimentos em Infraestruturas	m€	920	946	-26	-3%
Investimento em Outras Atividades	m€	987	1 949	-963	-49%
Total	m€	7 273	7 941	-668	-8%
INVESTIMENTO DN - LIGAÇÃO DE CLIENTES					
Realização Financeira					
Rede Secundária	m€	2 513	1 945	569	29%
Ramais	m€	940	1 085	-145	-13%
Infraestruturação / clientes	m€	1 353	1 402	-49	-4%
Segmento Novo	m€				
Contadores / cadeias medida	m€	560	615	-54	-9%
Total	m€	5 367	5 046	321	6%
Realização Física Anual					
Clientes ligados	#	4 447	3 937	510	13%
Rede Secundária	kms	40	35	5	15%
Ramais	#	1 854	2 110	-256	-12%
Infraestruturação / clientes	#	3 180	3 082	98	3%
Métricas operacionais					
Inv DN / Cliente	€ / PA	1 207	1 282	-75	-6%
Rede / Cliente	metros / PA	9	9	0	2%
Clientes / km rede	PA / km	112	114	-2	-2%
Clientes / Ramal	PA	2,40	1,87	0,53	29%
Custos unitários					
Rede	€/metro	63,1	56,2	6,9	12%
Ramal	€	507,2	514,2	-7,0	-1%
Infraestruturação	€	425,4	454,9	-29,6	-6%
Agregados operacionais					
Pontos Abastecimento Acumulados	#	232 037	231 056	981	0%
BP <	#	231 027	230 111	916	0%
BP >	#	872	817	55	7%
MP	#	138	128	10	8%
Volume total	MWh	8 764 770	8 747 463	17 307	0%
BP <	MWh	650 188	669 976	-19 789	-3%
BP >	MWh	952 575	1 107 836	-155 260	-14%
MP	MWh	7 162 006	6 969 651	192 356	3%

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

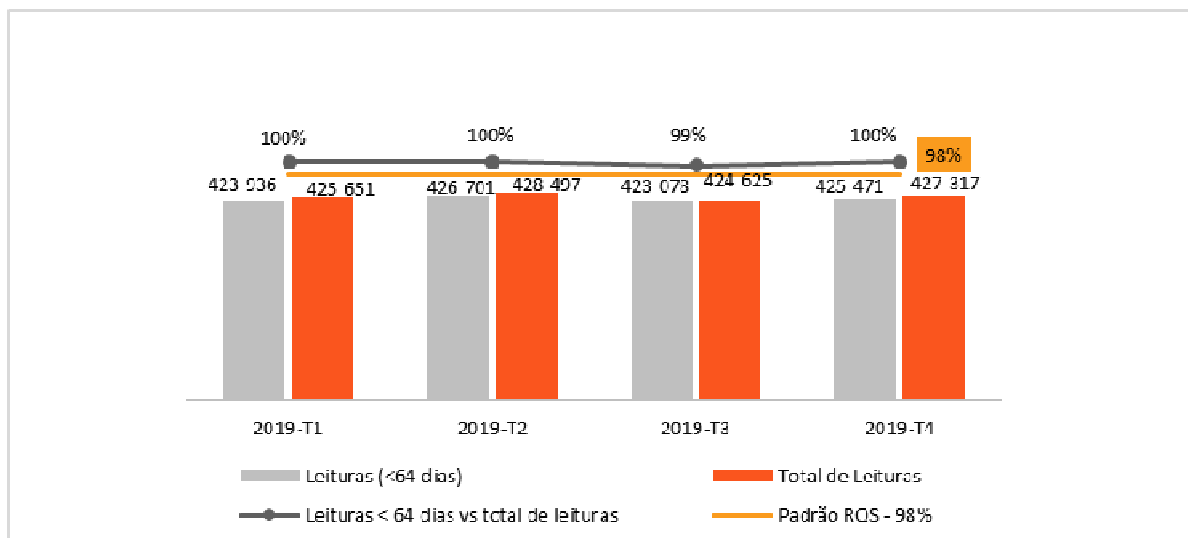
	Pesos 2018	BE de março de 2020						
		Cenário base				Cenário adverso		
		2019	2020 ^(p)	2021 ^(p)	2022 ^(p)	2020 ^(p)	2021 ^(p)	2022 ^(p)
Produto Interno Bruto	100	2,2	-3,7	0,7	3,1	-5,7	1,4	3,4
Consumo Privado	65	2,3	-2,8	1,4	2,9	-4,8	1,8	3,7
Consumo Público	17	0,8	2,1	-1,3	1,0	3,0	-2,0	1,1
Formação 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 ^(a)		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

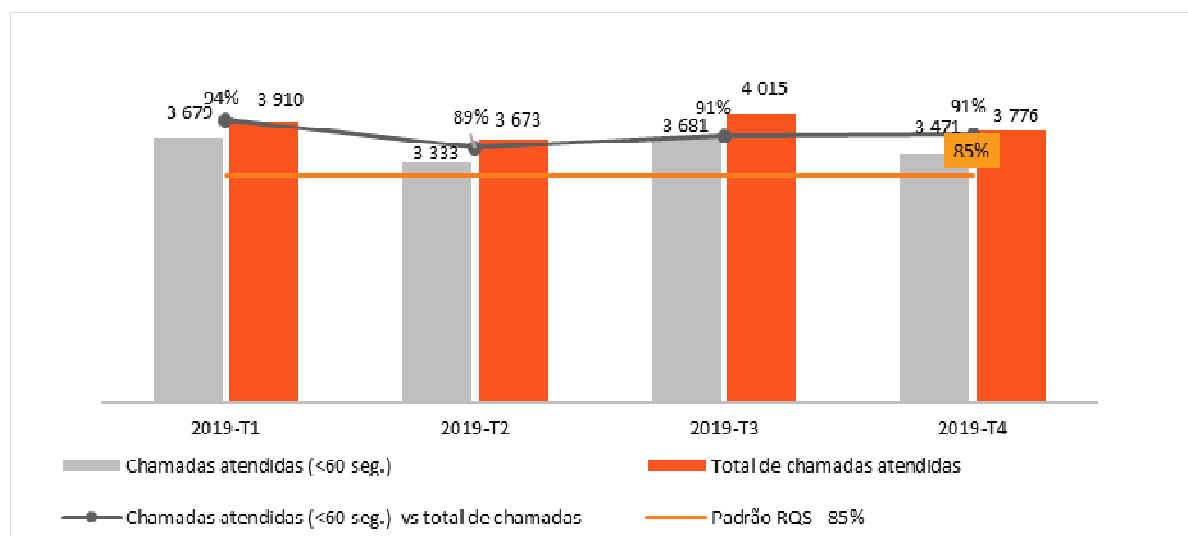
Notas: (p) - projetado; (a) Emprego total em número de indivíduos de acordo com o conceito de Contas Nacionais

INDICADORES DA QUALIDADE DE SERVIÇO

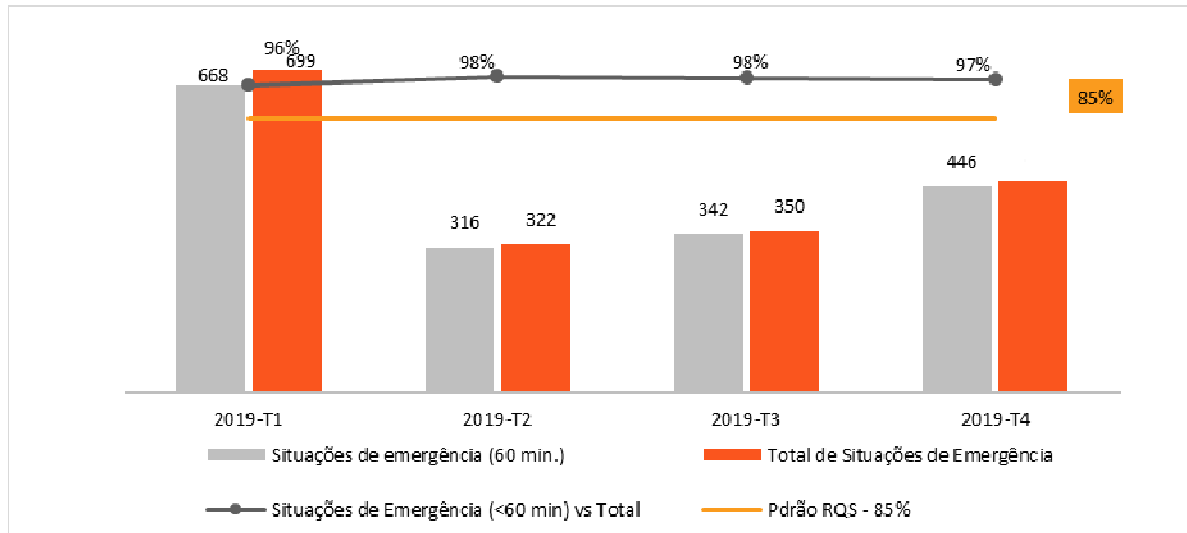
Leituras de contadores (64 dias)



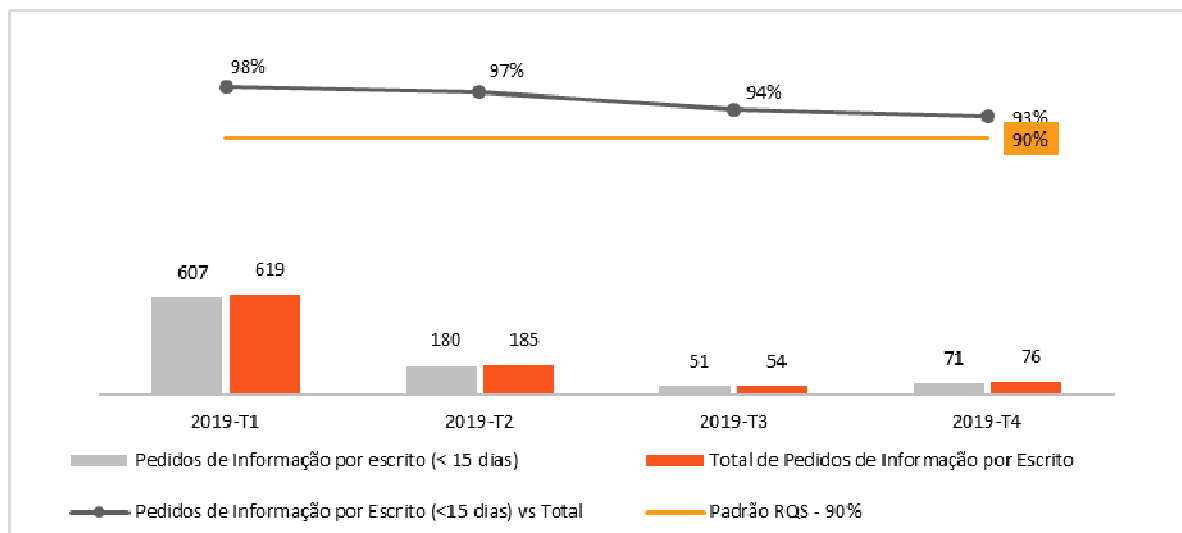
Atendimento telefônico de emergência - Espera em segundos



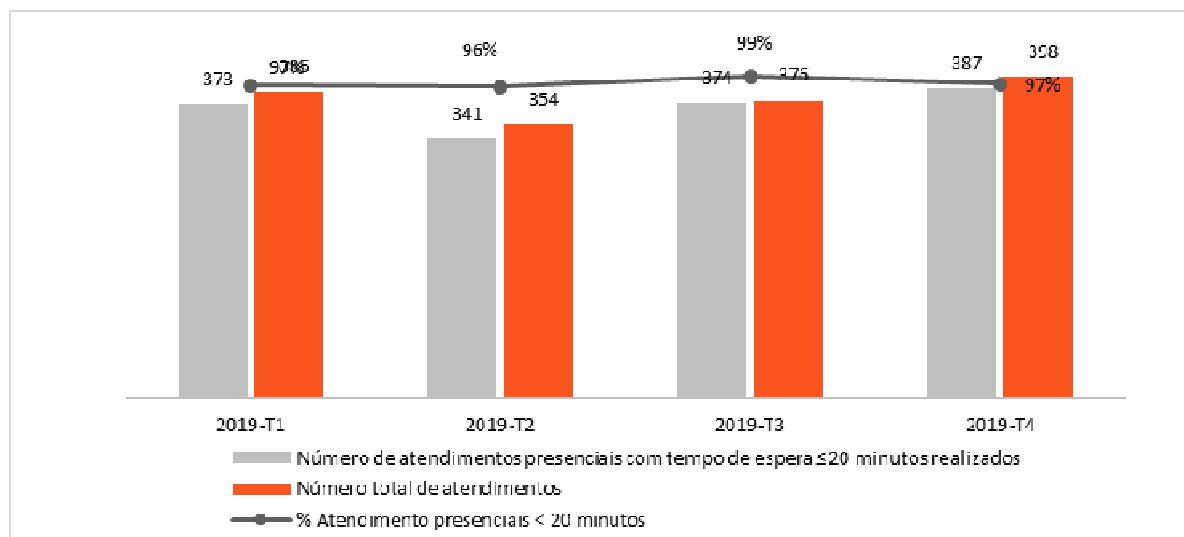
Resposta a situações de emergência (60 min.)



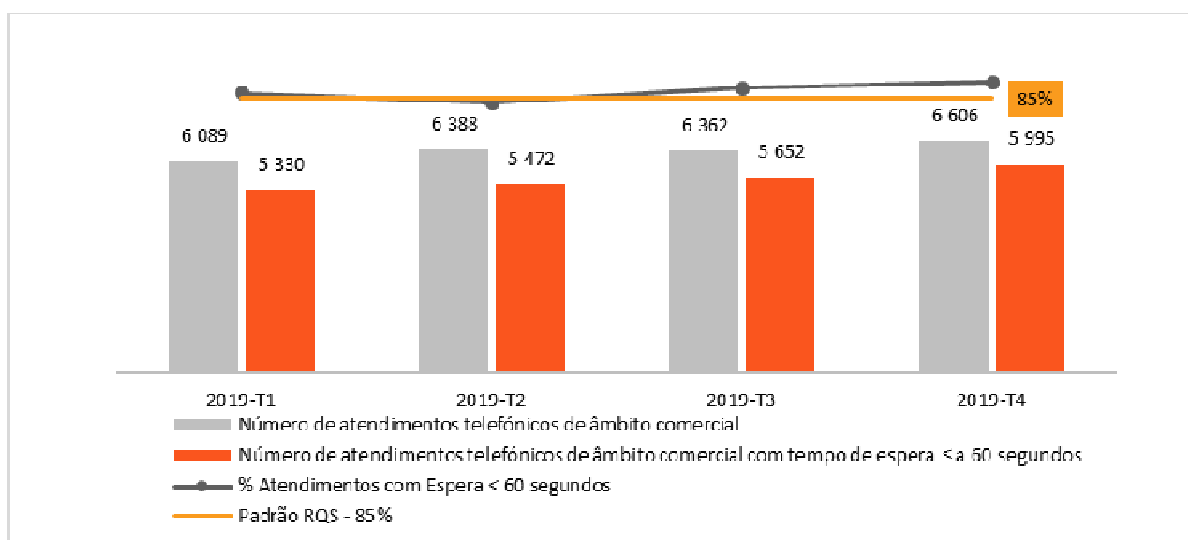
Pedidos de informação por escrito (15 dias)



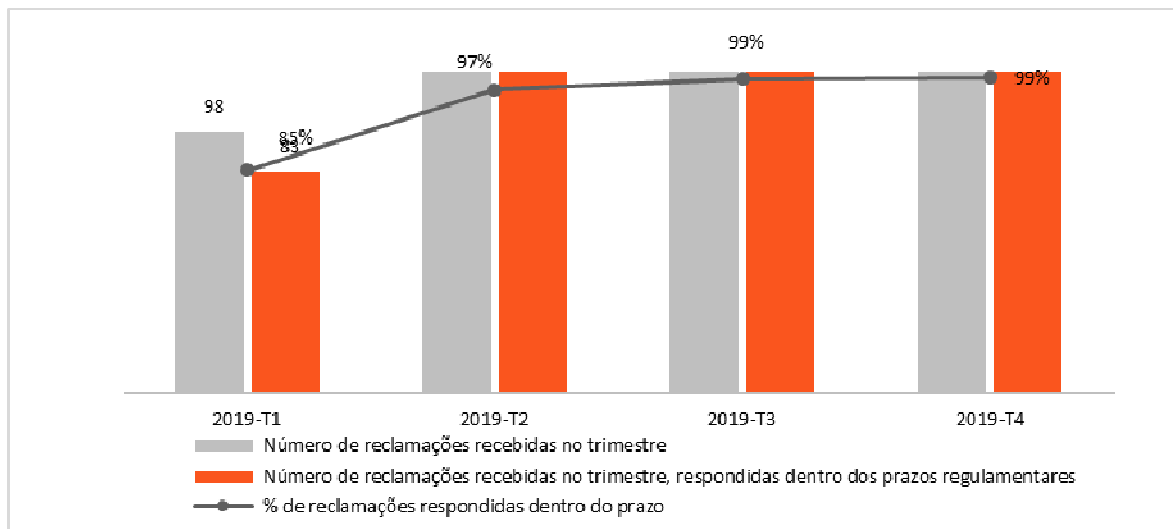
Atendimento presencial



Atendimento telefônico âmbito comercial



Reclamações



Pressupostos ERSE

Taxa de remuneração:	5,20%
Deflator do PIB (s-1):	2020: 1,6% 2021: 1,6% 2022 e seguintes: 1,6%

Parâmetros:

Termo variável - indutor PA	0,017397
Termo variável - indutor volumes	0,000154
Eficiência - variável	3%
Eficiência - fixo	3%
Tarifas (€/Mkwh):	
BP<	30,02
BP>	10,74
MP	2,35

LUSITANIAGÁS Cenário base	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	1 031	1 047	1 098	1 313	1 207	1 267	1 351	1 432	1 361	1 370	1 360	1 375
Mts Rede Sec / Cliente	mts	10	11	11	9	9	8	9	10	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	100,8	94,1	94,6	106,2	111,6	132,6	111,4	99,6	113,1	109,6	111,6	108,8
Cientes / Ramal	#	2,37	2,72	2,38	2,05	2,40	2,67	2,00	2,08	2,22	2,22	2,24	2,15
Custo unit RS (€/m)	€	45,9	51,3	51,8	64,4	63,1	69,5	61,2	62,2	63,2	63,2	63,7	63
Custo unit Ramal (€)	€	399	396	368	500	507	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		533	469	433	413	416	463	462	468	474	465	468	467
Conversão	€	575	474	435	492	501	542	542	542	542	542	543	542
Reconversão	€	361	353	289	290	289	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	27	28	29	34	32	33	35	38	36	37	37	
Avaliação													
TOTEX (b)	m€							527	1 099	1 661	2 193	2 686	2 490
Proveito Recuperado (a)	m€							229	696	1 177	1 662	2 134	2 366
Margem tarifa	%												-5%
Δ = (a) - (b)	m€							-298	-403	-483	-531	-552	-124
Acumulado	m€							-298	-701	-1 184	-1 716	-2 268	-2 392

ÁGUEDA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	1 431	2 273	728	1 827	4 242	1 316	1 438	1 410	1 419	1 420	1 419	1 421
Mts Rede Sec / Cliente	mts	31	33	4	16	49	7	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	32,5	30,0	226,7	60,8	20,4	136,3	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Cientes / Ramal	#	1,96	1,91	3,96	2,09	3,24	2,48	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	28,5	50,7	54,8	71,5	74,1	69,9	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	387	424	432	552	532	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		399	432	409	336	384	458	472	472	472	472	472	472
Conversão	€	686	423	429	469	499	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	325	615	279	278	281	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	25	45	13	31	74	23	26	26	27	27	27	27
Avaliação												2026	
TOTEX (b)	m€							10	20	30	40	49	48
Proveito Recuperado (a)	m€							11	26	34	42	49	53
Margem tarifa	%												11%
Δ = (a) - (b)	m€							1	6	4	2	0	5
Acumulado	m€							1	7	11	13	13	18

ALBERGARIA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	530	1 411	1 748	1 023	671	1 105	1 408	1 411	1 435	1 436	1 435	1 424
Mts Rede Sec / Cliente	mts	2	20	22	2	9	7	10	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	408,6	50,2	44,7	560,0	110,0	146,3	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,0
Clientes / Ramal	#	5,43	2,56	1,38	1,75	3,09	5,33	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	62,6	46,1	48,0	114,0	-5,6	67,8	61,111	62,516	63,342	63,415	63,379	62,673
Custo unit Ramal (€)	€	459	363	276	515	514	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		544	425	407	434	461	442	462	462	492	492	492	478
Conversão	€	573	429	407	462	486	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	325	260		299	299	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	28	64	72	39	27	44	52	53	55	56	57	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							8	16	23	29	36	35
Proveito Recuperado (a)	m€							3	9	15	20	24	27
Margem tarifa	%												-23%
Δ = (a) - (b)	m€							-5	-7	-9	-10	-11	-8
Acumulado	m€							-5	-13	-21	-31	-43	-50

ALCOBAÇA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	809	988	3 808	1 416	1 126	1 543	1 215	1 419	1 428	1 412	1 419	1 372
Mts Rede Sec / Cliente	mts	4	4	47	9	7	12	6	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	231,7	229,6	21,3	108,2	147,5	85,6	153,9	107,5	107,5	107,5	107,5	115,4
Cientes / Ramal	#	2,72	3,14	1,65	2,19	3,50	2,75	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	44,4	112,4	70,8	69,5	76,2	68,1	62,1	62,5	63,3	63,4	63,4	63,0
Custo unit Ramal (€)	€	410	455	302	558	557	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		550	431	412	420	380	423	418	442	442	418	429	429
Conversão	€	550	437	412	489	512	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€		260		281	284	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	19	22	85	30	25	34	27	33	34	35	37	
Avaliação												2026	
TOTEX (b)	m€							29	54	79	110	137	134
Proveito Recuperado (a)	m€							12	33	52	73	95	105
Margem tarifa	%												-21%
Δ = (a) - (b)	m€							-17	-21	-28	-38	-42	-28
Acumulado	m€							-17	-39	-66	-104	-146	-174

ANADIA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	966	1 246	1 778	1 066	404	1 296	1 410	1 421	1 430	1 431	1 430	1 424
Mts Rede Sec / Cliente	mts	10	14	21	11		7	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	103,9	72,8	na	93,0	#DIV/0!	140,1	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Cientes / Ramal	#	1,90	1,60	11,33	1,35	3,67	2,43	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	49,0	41,5	62,4	27,0		70,1	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	360	325	458	436	391	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		390	506	323	396	448	453	453	453	453	453	453	453
Conversão	€	607	511	445	430	624	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	356	260	283	293	285	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	5	6	10	6	2	8	9	9	9	9	10	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							7	14	21	28	35	34
Proveito Recuperado (a)	m€							3	8	14	19	24	27
Margem tarifa	%												-20%
Δ = (a) - (b)	m€							-5	-6	-8	-9	-10	-7
Acumulado	m€							-5	-11	-18	-27	-38	-44

AVEIRO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	538	2 007	1 008	1 070	1 157	1 429	1 295	1 278	1 316	1 358	1 271	1 304
Mts Rede Sec / Cliente	mts	1	27	10	8	13	9	8	8	9	9	8	9
Cientes / km rede	#	728,4	36,7	99,6	118,0	78,0	111,9	118,5	122,3	117,0	108,9	122,1	117,6
Cientes / Ramal	#	3,74	1,57	1,71	1,63	1,50	2,44	2,00	2,27	2,37	2,03	2,27	2,18
Custo unit RS (€/m)	€	59,2	52,4	42,4	43,2	41,0	69,2	61,4	62,5	63,1	63,4	65,9	63,1
Custo unit Ramal (€)	€	472	350	338	430	367	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		604	470	454	415	436	469	466	475	484	464	456	470
Conversão	€	623	472	457	490	496	542	542	542	542	542	545	542
Reconversão	€	326	270	251	285	292	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	21	65	29	28	29	36	32	31	32	33	31	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							38	74	115	147	173	170
Proveito Recuperado (a)	m€							39	142	270	396	518	578
Margem tarifa	%												241%
Δ = (a) - (b)	m€							2	68	155	250	345	409
Acumulado	m€							2	70	225	475	820	1 228

BATALHA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	914	471	700	1 812	720	1 229	1 141	1 165	1 174	1 175	1 175	1 165
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0			9		9	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#				107,5		109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,0
Cientes / Ramal	#	1,80	4,00	2,33	1,17	4,75	1,90	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€				104,7		70,1	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	474	598	508	502	634	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)	€	619	366	543	387	307	491	491	491	491	491	491	491
Conversão	€	624	396	543	497	410	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	491	304		314	276	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	9	5	8	20	8	14	13	13	13	13	14	
Avaliação												2026	
TOTEX (b)	m€							2	3	5	6	8	8
Proveito Recuperado (a)	m€							1	3	5	7	9	10
Margem tarifa	%												31%
Δ = (a) - (b)	m€							-1	0	0	1	1	2
Acumulado	m€							-1	-1	-1	0	1	4

BOMBARRAL	Unid	Real					PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025
Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€							2 168	1 343	1 213	1 265	1 411
Mts Rede Sec / Cliente	mts							22	9	8	8	11
Clientes / km rede	#							46,4	108,7	127,5	119,0	95,2
Clientes / Ramal	#							2,41	4,55	5,20	4,91	4,21
Custo unit RS (€/m)	€							60,9	61,9	62,0	61,9	61,6
Custo unit Ramal (€)	€							530	533	533	533	532
Custo unit infraestruturação (€)								479	501	472	485	484
Conversão	€							542	542	542	543	542
Reconversão	€							338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€							#DIV/0!	281	174	157	164
Avaliação												2026
TOTEX (b)	m€							69	136	215	285	278
Proveito Recuperado (a)	m€							17	61	123	188	219
Margem tarifa	%											-21%
Δ = (a) - (b)	m€							-51	-75	-92	-97	-59
Acumulado	m€							-51	-126	-218	-315	-374

CALDAS DA RAINHA		Unid	Real					PDIRD 2021-2025						
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	727	347	380	389	519	1 125	1 413	1 420	1 455	1 456	1 455	1 439	
Mts Rede Sec / Cliente	mts	15	2	1	0	0	5	10	9	9	9	9	9	
Cientes / km rede	#	68,5	551,3	1 735,8	5 641,0	2 452,4	182,8	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,0	
Cientes / Ramal	#	3,46	4,48	6,90	6,60	6,44	2,43	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	
Custo unit RS (€/m)	€	13,4	51,7	47,4	162,9	42,4	71,4	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7	
Custo unit Ramal (€)	€	372	410	411	665	743	558	526	530	533	533	533	531	
Custo unit infraestruturação (€)		597	459	472	404	436	473	482	482	482	482	482	482	
Conversão	€	620	463	472	451	468	542	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€	459	381		278	280	338	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	98	43	48	50	67	145	168	170	175	175	176		
Avaliação														2026
TOTEX (b)	m€							12	24	35	46	56	55	
Proveito Recuperado (a)	m€							4	13	21	29	37	41	
Margem tarifa	%												-26%	
Δ = (a) - (b)	m€							-8	-11	-14	-17	-20	-14	
Acumulado	m€							-8	-19	-33	-50	-70	-84	

CANTANHEDE	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	862	1 260	1 114	2 027	787	1 430	1 342	1 295	1 304	1 305	1 304	1 311
Mts Rede Sec / Cliente	mts	6	19	12	34	1	9	10	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	176,3	51,7	80,8	29,2	1 666,7	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,0
Clientes / Ramal	#	1,90	1,55	2,10	1,22	2,27	1,90	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	63,7	34,2	42,3	32,8	118,5	70,1	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	475	380	466	544	577	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		617	500	372	444	411	484	484	460	460	460	460	466
Conversão	€	835	500	384	505	491	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	288		299	293	286	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	44	58	56	160	44	80	46	44	45	45	45	45
Avaliação													
TOTEX (b)	m€							3	5	7	9	11	10
Proveito Recuperado (a)	m€							1	3	5	6	8	9
Margem tarifa	%												-18%
Δ = (a) - (b)	m€							-2	-2	-2	-3	-3	-2
Acumulado	m€							-2	-4	-6	-9	-12	-13

COIMBRA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	890	751	767	1 544	1 129	1 339	1 360	1 352	1 329	1 407	1 352	1 359
Mts Rede Sec / Cliente	mts	6	6	4	12	6	8	9	9	8	9	9	9
Clientes / km rede	#	161,8	177,8	278,5	84,3	161,6	132,6	116,4	117,3	125,8	108,3	116,2	116,9
Clientes / Ramal	#	2,31	3,41	3,00	1,79	2,35	2,33	2,00	2,18	2,19	2,01	2,16	2,11
Custo unit RS (€/m)	€	43,3	55,2	56,1	64,8	66,0	70,0	61,3	62,5	63,5	63,4	64,8	63,0
Custo unit Ramal (€)	€	375	399	435	500	567	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		558	493	495	453	465	459	462	474	478	462	456	467
Conversão	€	586	493	495	484	510	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	410	493		306	296	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	120	105	123	237	188	223	201	199	196	207	198	
Avaliação												2026	
TOTEX (b)	m€							76	146	217	276	328	320
Proveito Recuperado (a)	m€							42	123	204	281	352	387
Margem tarifa	%												21%
Δ = (a) - (b)	m€							-35	-23	-14	5	24	67
Acumulado	m€							-35	-58	-72	-67	-43	24

CONDEIXA-A-NOVA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	628	1 379	575	1 678	1 843	1 263	1 456	1 468	1 477	1 477	1 477	1 471
Mts Rede Sec / Cliente	mts	3	14		11	19	6	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	296,3	70,9	#DIV/0!	93,8	53,2	167,1	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Cientes / Ramal	#	3,00	1,69	2,44	1,64	1,90	2,65	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	50,4	52,2		87,1	61,3	70,5	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	379	336	436	506	481	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		487	529	479	449	467	496	482	482	482	482	482	482
Conversão	€	548	529	479	462	494	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	336			366	294	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	18	40	16	55	55	38	45	47	48	48	49	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							8	16	23	31	38	37
Proveito Recuperado (a)	m€							3	9	14	20	25	28
Margem tarifa	%												-23%
Δ = (a) - (b)	m€							-5	-7	-9	-11	-12	-9
Acumulado	m€							-5	-12	-21	-32	-44	-53

ESPINHO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	815	412	409	1 818	594	1 364	1 342	1 360	1 369	1 370	1 370	1 362
Mts Rede Sec / Cliente	mts	8	2	0	12	1	9	10	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	127,3	646,8	3 390,3	84,4	1 693,5	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,0
Clientes / Ramal	#	3,76	3,90	4,10	1,68	3,00	2,29	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	38,2	33,3	119,5	93,1	121,4	69,4	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	428	411	437	520	551	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		565	474	504	423	447	462	462	462	462	462	462	462
Conversão	€	585	491	504	460	488	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	326			291	297	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	109	51	53	204	72	165	161	165	167	168	169	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							9	18	27	36	44	43
Proveito Recuperado (a)	m€							4	12	20	28	35	39
Margem tarifa	%												-9%
Δ = (a) - (b)	m€							-5	-6	-7	-8	-9	-4
Acumulado	m€							-5	-12	-19	-27	-36	-40

ESTARREJA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	645	2 539	402	779	835	1 365	1 372	1 405	1 401	1 402	1 401	1 395
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	39		4		9	10	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	2 372,9	25,7	#DIV/0!	285,7	#DIV/0!	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	106,9
Clientes / Ramal	#	2,80	1,00	2,77	2,75	2,36	2,67	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	303,4	47,3		46,1		68,9	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,6
Custo unit Ramal (€)	€	406	397	442	736	580	558	526	530	533	533	533	530
Custo unit infraestruturação (€)		507	495	462	380	475	476	476	476	493	493	493	485
Conversão	€	667	518	462	413	517	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	365	291		291	299	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	1	6	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							6	11	14	18	21	21
Proveito Recuperado (a)	m€							2	7	10	14	17	18
Margem tarifa	%												-12%
Δ = (a) - (b)	m€							-3	-4	-4	-4	-5	-3
Acumulado	m€							-3	-7	-11	-16	-20	-23

FIGUEIRA DA FOZ		Unid	Real					PDIRD 2021-2025						
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 261	1 043	1 391	867	791	1 290	1 304	1 396	1 285	1 387	1 345	1 343	
Mts Rede Sec / Cliente	mts	15	9	14	1	2	8	8	9	8	9	8	9	
Clientes / km rede	#	68,8	107,5	70,7	840,1	510,4	133,3	124,9	107,5	132,5	107,5	118,5	117,4	
Clientes / Ramal	#	2,10	2,40	1,32	2,80	5,19	2,16	2,00	2,00	2,00	2,00	1,95	1,99	
Custo unit RS (€/m)	€	43,0	48,3	48,4	92,8	56,9	70,4	61,5	62,5	64,0	63,4	63,7	62,9	
Custo unit Ramal (€)	€	468	432	366	515	798	558	526	530	533	533	533	531	
Custo unit infraestruturação (€)		520	517	428	456	446	450	450	454	448	444	447	449	
Conversão	€	548	518	428	536	513	542	542	542	542	542	544	542	
Reconversão	€	380	439		289	283	338	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	22	19	25	15	14	23	22	24	22	24	24		
Avaliação														2026
TOTEX (b)	m€							45	90	126	161	196	191	
Proveito Recuperado (a)	m€							12	36	59	79	99	109	
Margem tarifa	%													-43%
Δ = (a) - (b)	m€							-33	-53	-67	-82	-97	-82	
Acumulado	m€							-33	-86	-153	-235	-332	-414	

ÍLHAVO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025	
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 100	598	793	942	1 072	1 231	1 295	1 298	1 307	1 308	1 307	1 303	
Mts Rede Sec / Cliente	mts	11	1	4	3	9	8	10	9	9	9	9	9	
Clientes / km rede	#	90,3	1 044,5	231,3	370,2	117,3	120,2	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1	
Clientes / Ramal	#	1,40	1,90	1,55	1,38	1,98	2,72	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	
Custo unit RS (€/m)	€	35,5	78,4	42,3	54,7	50,1	69,1	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7	
Custo unit Ramal (€)	€	380	397	348	485	611	558	526	530	533	533	533	531	
Custo unit infraestruturação (€)		486	452	448	411	386	445	445	445	445	445	445	445	
Conversão	€	552	487	450	504	507	542	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€	325	318	299	304	285	338	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	39	20	26	30	35	40	46	46	47	47	48		
													2026	
Avaliação														
TOTEX (b)	m€							17	34	50	66	82	80	
Proveito Recuperado (a)	m€							6	18	30	42	54	60	
Margem tarifa	%												-25%	
Δ = (a) - (b)	m€							-11	-16	-20	-24	-28	-20	
Acumulado	m€							-11	-27	-47	-71	-99	-119	

LEIRIA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	661	1 187	641	1 063	620	1 173	1 317	1 269	1 268	1 412	1 378	1 329
Mts Rede Sec / Cliente	mts	7	16	6	10	3	7	10	8	8	9	9	9
Cientes / km rede	#	147,0	62,0	177,9	105,2	346,3	139,3	105,3	127,0	132,4	108,0	112,5	116,9
Cientes / Ramal	#	3,05	4,19	4,42	3,23	3,08	2,77	2,00	2,36	2,47	2,01	2,09	2,18
Custo unit RS (€/m)	€	38,5	50,1	42,9	55,9	67,7	69,5	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,8
Custo unit Ramal (€)	€	412	397	419	528	583	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		549	498	448	356	418	461	461	465	478	470	471	470
Conversão	€	567	498	448	458	471	542	542	542	542	542	544	542
Reconversão	€	315			296	286	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	27	80	45	72	43	82	79	76	76	85	83	
Avaliação												2026	
TOTEX (b)	m€							22	49	79	108	135	132
Proveito Recuperado (a)	m€							34	87	128	169	210	230
Margem tarifa	%												74%
Δ = (a) - (b)	m€							11	38	49	62	75	98
Acumulado	m€							11	49	98	160	235	333

MARINHA GRANDE	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	884	721	2 603	1 118	995	1 348	1 430	1 501	1 445	1 446	1 446	1 452
Mts Rede Sec / Cliente	mts	3	3	44	8	7	7	10	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	360,3	300,7	22,7	125,0	142,3	139,3	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,0
Clientes / Ramal	#	1,54	3,74	2,40	1,83	2,88	2,15	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	41,8	31,2	48,5	55,4	71,6	70,6	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	331	421	367	500	423	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		589	448	484	410	323	483	486	497	497	497	497	494
Conversão	€	644	448	484	482	478	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	349			295	282	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	6	5	19	8	7	10	11	11	11	11	11	11
Avaliação												2026	
TOTEX (b)	m€							25	45	68	90	111	109
Proveito Recuperado (a)	m€							9	24	40	56	72	80
Margem tarifa	%												-26%
Δ = (a) - (b)	m€							-16	-21	-28	-34	-39	-28
Acumulado	m€							-16	-37	-65	-99	-139	-167

MEALHADA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	747	594	511	1 166	1 839	1 298	1 350	1 370	1 379	1 380	1 380	1 372
Mts Rede Sec / Cliente	mts	4	1			25	9	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	284,3	795,9	#DIV/0!	#DIV/0!	39,8	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,0
Cientes / Ramal	#	1,93	2,44	5,75	0,82	1,47	3,29	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	40,6	50,9			46,7	68,3	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	495	434	460	640	348	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)	€	421	462	498	371	348	470	470	478	478	478	478	476
Conversão	€	580	462	498	392	515	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	280			299	292	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	14	11	9	23	32	23	24	25	25	25	25	25
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							3	6	9	12	14	14
Proveito Recuperado (a)	m€							1	3	5	8	10	11
Margem tarifa	%												-23%
Δ = (a) - (b)	m€							-2	-3	-3	-4	-5	-3
Acumulado	m€							-2	-5	-8	-12	-17	-20

MONTEMOR-O-VELHO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	449	440	593	932	2 671	1 198	1 454	1 443	1 414	1 415	1 415	1 435
Mts Rede Sec / Cliente	mts	1		3		29	6	10	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	1 194,4	#DIV/0!	362,7	#DIV/0!	34,3	175,4	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	106,7
Clientes / Ramal	#	3,07	5,00	4,00	1,19	1,56	3,13	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	35,5		45,5		65,9	69,9	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,4
Custo unit Ramal (€)	€	401	486	454	503	455	558	526	530	533	533	533	530
Custo unit infraestruturação (€)		481	460	482	353	397	484	481	475	457	457	457	470
Conversão	€	564	460	482	442	492	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	335	464		302	290	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	23	22	29	45	121	54	71	72	72	72	73	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							16	25	30	36	41	40
Proveito Recuperado (a)	m€							5	14	20	24	28	30
Margem tarifa	%												-25%
Δ = (a) - (b)	m€							-10	-11	-11	-12	-13	-10
Acumulado	m€							-10	-21	-32	-44	-57	-67

MURTOSA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025	
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	801	593	436	16 255	9 886	1 308	1 323	1 341	1 350	1 351	1 350	1 343	
Mts Rede Sec / Cliente	mts				296	80	9	10	9	9	9	9	9	
Cientes / km rede	#	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	3,4	12,4	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,0	
Cientes / Ramal	#	2,00	2,00	1,00	2,00	1,22	2,75	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	
Custo unit RS (€/m)	€				52,2	112,9	68,8	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7	
Custo unit Ramal (€)	€	467	407	332	567	353	558	526	530	533	533	533	531	
Custo unit infraestruturação (€)	€	681	428		348	404	474	474	474	474	474	474	474	
Conversão	€	681	462		497	498	542	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€		359		299	299	338	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	146	98	73	2 590	1 192	158	136	143	149	154	158		
													2026	
Avaliação														
TOTEX (b)	m€							3	6	9	11	14	14	
Proveito Recuperado (a)	m€							1	3	4	6	8	9	
Margem tarifa	%												-37%	
Δ = (a) - (b)	m€							-2	-3	-4	-5	-6	-5	
Acumulado	m€							-2	-5	-10	-15	-21	-26	

NAZARÉ	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	619	611	551	1 752	895	1 435	1 380	1 418	1 521	1 522	1 522	1 465
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	2	1	17	4	9	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	#####	465,6	852,2	57,4	251,3	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,0
Cientes / Ramal	#	3,23	3,97	3,04	1,41	2,09	2,11	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	#####	44,3	76,4	57,8	80,9	69,7	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,6
Custo unit Ramal (€)	€	404	446	399	445	512	558	526	530	533	533	533	530
Custo unit infraestruturação (€)		550	540	497	426	400	505	505	505	505	505	505	505
Conversão	€	590	542	476	458	462	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	443	411	1 249	362	290	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	48	46	42	131	69	110	106	110	118	119	120	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							8	16	22	28	35	34
Proveito Recuperado (a)	m€							2	7	11	14	18	20
Margem tarifa	%												-41%
Δ = (a) - (b)	m€							-6	-9	-11	-14	-17	-14
Acumulado	m€							-6	-15	-26	-40	-57	-71

ÓBIDOS	Unid	Real						PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025	
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	431	464	429	1 603	8 263	1 317	1 230	1 233	1 242	1 242	1 242	1 238	
Mts Rede Sec / Cliente	mts				53	80	9	10	9	9	9	9	9	
Cientes / km rede	#	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	19,0	12,4	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1	
Cientes / Ramal	#	4,00	2,00	2,25	3,75	0,93	1,90	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	
Custo unit RS (€/m)	€				20,2	92,3	70,1	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7	
Custo unit Ramal (€)	€	487	395	385	585	462	558	526	530	533	533	533	531	
Custo unit infraestruturação (€)	€	416	538	449	289	348	460	460	460	460	460	460	460	
Conversão	€	591	538	449		434	542	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€	329			289	291	338	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	165	120	114	406	1 326	211	159	161	164	166	167		
													2026	
Avaliação														
TOTEX (b)	m€							1	3	4	5	6	6	
Proveito Recuperado (a)	m€							1	2	3	4	5	5	
Margem tarifa	%												-10%	
Δ = (a) - (b)	m€							-1	-1	-1	-1	-1	-1	
Acumulado	m€							-1	-2	-3	-4	-5	-6	

OLIVEIRA DO BAIRRO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	445	4 792	1 954	1 372	813	1 005	1 379	1 390	1 399	1 400	1 399	1 393
Mts Rede Sec / Cliente	mts	5	82	28	8	3	5	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	182,1	12,2	36,2	121,4	341,0	202,5	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Cientes / Ramal	#	3,23	6,67	2,12	1,23	2,47	4,36	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	11,7	56,4	47,9	51,4	74,0	69,2	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	332	403	346	545	492	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		328	370	360	382	392	442	442	442	442	442	442	442
Conversão	€	393	370	376	486	775	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	322		283	293	271	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	3	31	11	8	5	6	8	8	8	8	8	8
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							7	13	20	26	32	31
Proveito Recuperado (a)	m€							2	7	11	16	20	23
Margem tarifa	%												-28%
Δ = (a) - (b)	m€							-4	-6	-8	-10	-12	-9
Acumulado	m€							-4	-11	-19	-29	-41	-49

OLIVEIRA DE AZEMÉIS	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	2 394	468	842	2 467	743	1 306	1 328	1 338	1 344	1 345	1 345	1 340
Mts Rede Sec / Cliente	mts	29	2	11	20	2	10	10	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	34,7	616,3	93,3	50,2	572,6	102,3	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Clientes / Ramal	#	1,53	2,47	2,50	1,79	2,73	3,29	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	61,9	62,9	38,7	86,0	79,8	68,1	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	373	384	397	474	620	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		499	469	440	420	406	454	462	462	462	462	462	462
Conversão	€	546	510	440	473	498	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	352	283		292	289	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	111	20	38	116	33	58	59	61	62	63	64	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							20	38	57	75	93	91
Proveito Recuperado (a)	m€							7	22	36	50	65	72
Margem tarifa	%												-21%
Δ = (a) - (b)	m€							-12	-17	-21	-25	-28	-19
Acumulado	m€							-12	-29	-50	-75	-104	-123

OVAR	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	482	1 481	1 524	1 643	1 780	1 130	1 377	1 407	1 406	1 407	1 407	1 400
Mts Rede Sec / Cliente	mts	2	20	15	12	16	6	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	579,2	50,1	64,8	83,5	63,1	162,7	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,0
Cientes / Ramal	#	4,67	3,04	1,18	1,55	1,57	3,17	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	49,9	53,5	48,5	72,4	59,3	69,6	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	402	434	314	462	496	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		477	458	441	446	424	467	471	479	492	492	492	485
Conversão	€	491	469	443	500	499	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	295	277	155	295	294	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	37	111	115	125	136	86	97	100	102	103	104	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							30	57	85	112	138	134
Proveito Recuperado (a)	m€							11	32	53	74	95	105
Margem tarifa	%												-22%
Δ = (a) - (b)	m€							-19	-25	-32	-38	-43	-30
Acumulado	m€							-19	-44	-76	-114	-157	-187

PENICHE	Unid	Real					PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€		916	884	1 093	1 139	1 070	1 350	1 327	1 361	1 398	1 331	1 352
Mts Rede Sec / Cliente	mts		6	7	7	6	6	10	9	9	10	10	10
Cientes / km rede	#		155,6	148,2	136,3	158,3	158,5	105,3	107,5	107,5	96,5	105,1	104,6
Cientes / Ramal	#		8,36	11,63	5,43	5,67	3,65	2,00	2,00	2,00	2,00	2,18	2,02
Custo unit RS (€/m)	€	79,3	65,3	58,4	75,9	88,8	69,0	61,1	62,5	63,3	63,1	66,4	63,1
Custo unit Ramal (€)	€		357	347	516	436	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)			409	343	284	350	454	454	449	449	454	455	452
Conversão	€		409	343	406	491	542	542	542	542	542	544	542
Reconversão	€				278	292	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	#DIV/0!	20	32	53	47	44	76	89	106	121	125	
Avaliação													
TOTEX (b)	m€							46	99	149	186	214	208
Proveito Recuperado (a)	m€							7	22	38	51	62	67
Margem tarifa	%												-68%
Δ = (a) - (b)	m€							-39	-77	-111	-134	-152	-141
Acumulado	m€							-39	-116	-228	-362	-514	-655

POMBAL	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	565	758	428	1 736	1 245	1 405	1 439	1 442	1 451	1 452	1 451	1 447
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	2	0	19	11	9	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	#####	514,7	2 044,3	52,7	93,2	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Cientes / Ramal	#	4,33	1,84	10,00	1,66	2,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	#####	56,3	459,9	49,5	49,2	68,5	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	446	395	350	436	462	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		588	560	539	458	460	534	534	534	534	534	534	534
Conversão	€	662	560	539	486	467	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	364			313	299	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	4	5	3	12	9	11	11	11	11	11	11	11
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							5	10	14	19	23	23
Proveito Recuperado (a)	m€							2	6	10	13	17	19
Margem tarifa	%												-15%
Δ = (a) - (b)	m€							-3	-4	-5	-5	-6	-3
Acumulado	m€							-3	-7	-11	-17	-23	-26

PORTO DE MÓS	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	5 601	1 351	657	2 538	5 638	1 306	1 218	1 221	1 230	1 230	1 230	1 226
Mts Rede Sec / Cliente	mts	135	14	1	19	104	9	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	7,4	73,4	1 609,2	52,6	9,6	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Cientes / Ramal	#	3,00	1,31	2,00	1,45	2,33	1,90	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	38,2	41,0	96,1	91,6	44,2	70,1	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	394	339	451	483	698	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		356	542	471	409	384	491	491	491	491	491	491	491
Conversão	€	436	582	471	507	406	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	277	309		295	276	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	36	11	5	27	52	12	11	11	11	12	12	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							1	2	3	4	5	5
Proveito Recuperado (a)	m€							0	1	2	3	4	5
Margem tarifa	%												-6%
Δ = (a) - (b)	m€							-1	-1	-1	-1	-1	0
Acumulado	m€							-1	-1	-2	-3	-4	-4

RIO MAIOR	Unid	Real					PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	586	255	455	4 934	559	1 266	1 178	1 221	1 230	1 230	1 230	1 216
Mts Rede Sec / Cliente	mts			5	52		9	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	#DIV/0!	#DIV/0!	213,6	19,4	#DIV/0!	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,0
Cientes / Ramal	#	4,11	4,75	11,00	4,40	2,29	1,90	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€			65,9	87,1		70,1	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	395	525	301	628	590	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)	€	594	543	356	398	399	491	491	491	491	491	491	491
Conversão	€	651	535	356	446	475	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	351			280	285	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	18	8	12	135	14	32	31	32	32	32	32	32
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							1	2	4	5	6	6
Proveito Recuperado (a)	m€							1	2	3	4	5	5
Margem tarifa	%												-9%
Δ = (a) - (b)	m€							-1	-1	-1	-1	-1	-1
Acumulado	m€							-1	-2	-3	-4	-5	-5

SANTA MARIA DA FEIRA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	942	1 060	1 878	1 348	1 407	1 134	1 385	1 395	1 406	1 406	1 406	1 399
Mts Rede Sec / Cliente	mts	10	11	25	10	13	5	10	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	96,9	91,0	40,2	98,4	78,4	201,3	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Clientes / Ramal	#	2,43	1,97	2,04	1,81	1,63	2,32	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	40,1	46,3	51,6	62,5	55,1	72,2	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	420	413	360	534	461	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		481	419	415	394	407	471	461	461	466	466	466	464
Conversão	€	522	435	419	493	499	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	331	294	206	292	296	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	45	50	86	60	68	55	67	68	69	70	70	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							43	84	124	162	199	194
Proveito Recuperado (a)	m€							16	47	77	107	137	152
Margem tarifa	%												-22%
Δ = (a) - (b)	m€							-27	-37	-47	-55	-62	-43
Acumulado	m€							-27	-64	-111	-166	-228	-271

SÃO JOÃO DA MADEIRA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	997	407	518	636	421	1 374	1 397	1 400	1 409	1 410	1 409	1 405
Mts Rede Sec / Cliente	mts	10	1		6		9	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	101,4	1 618,6	#DIV/0!	175,0	#DIV/0!	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Cientes / Ramal	#	2,63	5,21	3,56	3,30	5,88	2,86	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	42,6	25,6		14,6		68,7	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	398	424	378	475	597	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		556	505	461	436	448	454	454	454	454	454	454	454
Conversão	€	592	490	461	473	466	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	384	675		278	290	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	178	66	90	107	74	241	239	241	244	245	246	
Avaliação													
TOTEX (b)	m€							11	23	34	44	55	53
Proveito Recuperado (a)	m€							4	13	21	30	38	43
Margem tarifa	%												-20%
Δ = (a) - (b)	m€							-7	-10	-12	-14	-16	-11
Acumulado	m€							-7	-17	-29	-43	-60	-70

SOURE	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	667	562	916	1 259	1 286	1 353	1 423	1 426	1 435	1 436	1 436	1 431
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0		2	10	13	9	10	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	4 454,5	#DIV/0!	549,2	100,4	74,8	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Clientes / Ramal	#	2,72	4,27	2,40	1,30	3,26	4,55	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	112,9		81,0	54,6	47,5	67,6	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	413	411	464	361	329	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)	€	517	527	448	380	418	498	476	476	476	476	476	476
Conversão	€	517	527	448	408	526	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				297	290	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	258	94	155	203	204	215	211	215	219	222	225	
Avaliação													
TOTEX (b)	m€							5	10	15	20	24	24
Proveito Recuperado (a)	m€							1	4	6	9	12	13
Margem tarifa	%												-46%
Δ = (a) - (b)	m€							-4	-6	-8	-11	-13	-11
Acumulado	m€							-4	-10	-18	-29	-42	-52

VAGOS	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	942	640	754	1 321	654	1 389	1 397	1 400	1 409	1 410	1 409	1 405
Mts Rede Sec / Cliente	mts	5	1	3	9		9	10	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	221,6	696,6	341,3	110,5	#DIV/0!	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Clientes / Ramal	#	2,78	3,22	3,20	3,89	2,56	2,67	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	50,9	19,3	60,9	78,3		68,9	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	392	439	447	588	581	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		555	449	402	322	306	454	454	454	454	454	454	454
Conversão	€	559	454	402	495	491	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	324	249		279	280	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	20	13	14	24	12	26	27	28	28	29	29	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							6	11	17	22	27	27
Proveito Recuperado (a)	m€							1	4	7	10	13	15
Margem tarifa	%												-44%
Δ = (a) - (b)	m€							-4	-7	-9	-12	-14	-12
Acumulado	m€							-4	-11	-20	-32	-46	-58

VALE DE CAMBRA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	497	475	623	1 038	758	1 321	1 446	1 449	1 458	1 458	1 458	1 454
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0			1	5	9	10	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	#####	#DIV/0!	#DIV/0!	1 166,7	194,2	109,9	105,3	107,5	107,5	107,5	107,5	107,1
Cientes / Ramal	#	2,00	5,00	3,60	2,80	3,33	4,50	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Custo unit RS (€/m)	€	#####			113,5	19,2	67,6	61,1	62,5	63,3	63,4	63,4	62,7
Custo unit Ramal (€)	€	409	406	417	1 106	737	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)	€	581	449	499	470	423	460	491	491	491	491	491	491
Conversão	€	601	449	499	488	445	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	401			276	288	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	8	8	9	16	12	21	24	25	25	26	26	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							6	13	19	25	31	30
Proveito Recuperado (a)	m€							2	7	12	17	22	24
Margem tarifa	%												-20%
Δ = (a) - (b)	m€							-4	-6	-7	-8	-9	-6
Acumulado	m€							-4	-10	-17	-25	-34	-40

LUSITANIAGÁS Cenário I	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	1 031	1 047	1 098	1 313	1 207	1 267	1 351	1 432	1 361	1 370	1 360	1 375
Mts Rede Sec / Cliente	mts	10	11	11	9	9	8	9	10	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	100,8	94,1	94,6	106,2	111,6	132,6	111,4	99,6	113,1	109,6	111,6	108,8
Clientes / Ramal	#	2,37	2,72	2,38	2,05	2,40	2,67	2,00	2,08	2,22	2,22	2,24	2,15
Custo unit RS (€/m)	€	45,9	51,3	51,8	64,4	63,1	69,5	61,2	62,2	63,2	63,2	63,7	63
Custo unit Ramal (€)	€	399	396	368	500	507	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		533	469	433	413	416	463	462	468	474	465	468	467
Conversão	€	575	474	435	492	501	542	542	542	542	542	543	542
Reconversão	€	361	353	289	290	289	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	27	28	29	34	32	32	35	37	36	36	37	
Avaliação												2026	
TOTEX (b)	m€							531	1 106	1 672	2 207	2 704	2 508
Proveito Recuperado (a)	m€							276	838	1 419	2 003	2 574	2 854
Margem tarifa	%												14%
Δ = (a) - (b)	m€							-255	-268	-253	-204	-130	346
Acumulado	m€							-255	-523	-776	-980	-1 110	-764

LUSITANIAGÁS Cenário II	Unid	Real						PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025	
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 031	1 047	1 098	1 313	1 207	1 267	1 351	1 432	1 361	1 370	1 360	1 375	
Mts Rede Sec / Cliente	mts	10	11	11	9	9	8	9	10	9	9	9	9	
Cientes / km rede	#	100,8	94,1	94,6	106,2	111,6	132,6	111,4	99,6	113,1	109,6	111,6	108,8	
Cientes / Ramal	#	2,37	2,72	2,38	2,05	2,40	2,67	2,00	2,08	2,22	2,22	2,24	2,15	
Custo unit RS (€/m)	€	45,9	51,3	51,8	64,4	63,1	69,5	61,2	62,2	63,2	63,2	63,7	63	
Custo unit Ramal (€)	€	399	396	368	500	507	558	526	530	533	533	533	531	
Custo unit infraestruturação (€)		533	469	433	413	416	463	462	468	474	465	468	467	
Conversão	€	575	474	435	492	501	542	542	542	542	542	543	542	
Reconversão	€	361	353	289	290	289	338	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	27	28	29	34	32	33	35	38	36	37	37		
													2026	
Avaliação														
TOTEX (b)	m€							531	1 106	1 671	2 207	2 703	2 507	
Proveito Recuperado (a)	m€							264	802	1 357	1 916	2 462	2 730	
Margem tarifa	%												9%	
Δ = (a) - (b)	m€							-267	-304	-314	-290	-241	224	
Acumulado	m€							-267	-571	-885	-1 176	-1 417	-1 193	

LUSITANIAGÁS Cenário III	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	1 031	1 047	1 098	1 313	1 207	1 267	1 351	1 432	1 361	1 370	1 360	1 375
Mts Rede Sec / Cliente	mts	10	11	11	9	9	8	9	10	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	100,8	94,1	94,6	106,2	111,6	132,6	111,4	99,6	113,1	109,6	111,6	108,8
Clientes / Ramal	#	2,37	2,72	2,38	2,05	2,40	2,67	2,00	2,08	2,22	2,22	2,24	2,15
Custo unit RS (€/m)	€	45,9	51,3	51,8	64,4	63,1	69,5	61,2	62,2	63,2	63,2	63,7	63
Custo unit Ramal (€)	€	399	396	368	500	507	558	526	530	533	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		533	469	433	413	416	463	462	468	474	465	468	467
Conversão	€	575	474	435	492	501	542	542	542	542	542	543	542
Reconversão	€	361	353	289	290	289	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	27	28	29	34	32	34	36	39	38	39	39	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							531	1 106	1 670	2 205	2 701	2 505
Proveito Recuperado (a)	m€							249	745	1 245	1 735	2 200	2 439
Margem tarifa	%												-3%
Δ = (a) - (b)	m€							-282	-360	-425	-471	-501	-66
Acumulado	m€							-282	-642	-1 068	-1 538	-2 040	-2 105