

**ESTUDO CUSTO-BENEFÍCIO DO OLEODUTO DE 8 KM ENTRE O
TERMINAL DE GRANÉIS LÍQUIDOS DO PORTO DE SINES E O
OLEODUTO SINES-AVEIRAS DA CLC**

Fevereiro 2020

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO.....	1
Situação atual e condicionalismos	1
Metodologia do Estudo	4
Previsões da procura de produtos petrolíferos no SPN até 2050	5
Previsões de utilização das infraestruturas do projeto entre os anos 2025 e 2040	8
Dimensionamento e orçamentação das infraestruturas do projeto.....	10
Custo de operação das infraestruturas do projeto	13
Análise dos custos – <i>Benchmark</i> para as infraestruturas existentes no SPN	13
Análise dos benefícios do projeto	17
Benefícios – Custos, Análise de sensibilidade	19
Instrumentos de gestão de risco	25
Consultas ao Conselho para os Combustíveis da ERSE e à Autoridade da Concorrência	27
Conclusões.....	29
1 INTRODUÇÃO.....	33
1.1 Situação atual e condicionalismos.....	34
1.2 Metodologia do Estudo	38
1.3 Organização do Documento	39
2 INTRODUÇÃO A CONSUMO.....	41
2.1 Evolução das introduções a consumo de produtos petrolíferos no mercado nacional	41
2.1.1 Gasolina: -0.14% face a 2017.....	42
2.1.2 Gasóleo: +1.68% face a 2017.....	43
2.1.3 GPL: +1.24% face a 2017	44
2.1.4 Jet: +7,17% face a 2017	45
2.1.5 Fuelóleo: -4,41% face a 2017.....	46
2.2 Síntese das introduções a consumo anuais de produtos petrolíferos no mercado nacional	46
2.2.1 Desagregação por produto	46
2.2.2 Desagregação por operador	48
3 TENDÊNCIAS	51
3.1 Tendências para a procura de petróleo e produtos derivados na União Europeia	51
3.2 Tendências de Introdução a consumo de Produtos Derivados do Petróleo em Portugal	53
3.3 Roteiro para a Neutralidade Carbónica	58
3.3.1 Metas do RNC para 2050.....	59
3.3.2 Evolução do consumo de derivados do petróleo tendo em conta o RNC2050	61

4	CARACTERIZAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E EXPEDIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS E GASES DE PETRÓLEO LIQUEFEITO (GPL) EM PORTUGAL CONTINENTAL.....	63
4.1	Terminais de Granéis Líquidos e instalações portuárias dedicadas a navios de transporte de crude ou produtos derivados do petróleo.....	65
4.2	Instalações de Armazenamento e Expedição de Produto – Região Centro.....	68
4.3	Instalações de Armazenamento e Expedição de Produto – Região Norte.....	71
4.4	Instalações de Armazenamento e Expedição de Produto – Região Sul.....	73
4.5	Instalações de Transporte por Oleoduto.....	76
4.6	Caracterização da atividade das instalações de armazenamento e expedição de produtos petrolíferos.....	78
5	PREVISÕES DE UTILIZAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DE ARMAZENAGEM/EXPEDIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS DO PORTO DE SINES E DA EXTENSÃO AO OLEODUTO SINES-AVEIRAS DE CIMA	79
5.1	Período 2025 a 2040	81
5.2	Período 2041 a 2050	91
6	DIMENSIONAMENTO E ORÇAMENTAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS.....	93
6.1	Dimensionamento.....	93
6.2	Dados da operação.....	98
6.3	Orçamentação.....	101
6.3.1	Custos de investimento da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para o troço de ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima.....	101
6.3.2	Custos de operação da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para o troço de ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima.....	111
7	ANÁLISE DE CUSTOS.....	117
7.1	Gasolina IO95	120
7.1.1	Estimativa de Custos Específicos Anuais.....	120
7.1.2	Custos específicos anuais vs Custos de referência vs Tarifas e preços da CLC	122
7.1.3	Custos Totais e Anuais do Projeto	126
7.2	Gasolina IO98	127
7.2.1	Estimativa de Custos Específicos Anuais.....	127
7.2.2	Custos específicos anuais vs Custos de referência vs Tarifas e preços da CLC	130
7.2.3	Custos Totais e Anuais do Projeto	133
7.3	Gasóleos.....	134
7.3.1	Estimativa de Custos Específicos Anuais.....	134
7.3.2	Custos específicos anuais vs Custos de referência vs Tarifas e preços da CLC	136
7.3.3	Custos Totais e Anuais do Projeto	139
7.4	Jet A1.....	140

7.4.1	Estimativa de Custos Específicos Anuais.....	141
7.4.2	Custos específicos anuais vs Custos de referência vs Tarifas e preços da CLC	143
7.4.3	Custos Totais e Anuais do Projeto	146
7.5	Propano	147
7.5.1	Estimativa de Custos Específicos Anuais.....	147
7.5.2	Custos específicos anuais vs Custos de referência vs Tarifas e preços da CLC	149
7.5.3	Custos Totais e Anuais do Projeto	152
7.6	Butano	153
7.6.1	Estimativa de Custos Específicos Anuais.....	154
7.6.2	Custos específicos anuais vs Custos de referência vs Tarifas e preços da CLC	156
7.6.3	Custos Totais e Anuais do Projeto	159
7.7	Custos Totais	161
7.7.1	Período 2025 a 2040	162
7.7.2	Período 2041 a 2050	163
7.8	Análise de sensibilidade.....	167
7.8.1	Período 2025 a 2040	168
7.8.2	Período 2041 a 2050	171
8	ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS	173
8.1	Quantificação dos benefícios.....	174
8.1.1	Custo evitados com a utilização de outras instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos	176
8.1.2	Benefícios pela aproximação entre logística e retalho – redução de custos de transporte.....	179
8.1.3	Benefícios decorrentes de importações	183
8.1.4	Reforço da segurança de abastecimento	189
8.2	Benefícios totais	191
8.2.1	Período 2025 a 2040	191
8.2.2	Período 2041 a 2050	192
9	CUSTOS VS BENEFÍCIOS.....	193
10	GESTÃO DE RISCO – OPEN SEASON	199
11	IMPACTO AMBIENTAL.....	203
11.1	Emissões de gases com efeitos de estufa e poluentes	203
11.2	Instalações nacionais dedicadas à armazenagem de produtos petrolíferos	205
11.3	Custos ambientais	206
12	CONSULTAS AO CONSELHO PARA OS COMBUSTÍVEIS DA ERSE E À AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA.....	209
12.1	Evolução da procura de Jet A1	210
12.2	Caracterização das atividades de logística.....	211

12.3	Componente de armazenagem das novas infraestruturas.....	211
12.4	Impacto do Retalho	212
12.5	Aprofundamento do <i>Open Season</i>	213
13	CONCLUSÕES	215
ANEXOS		221
Anexo A1 – Determinação do WACC médio através da análise de <i>benchmark</i> a empresas em regime de mercado com atividade de transporte e armazenamento de produtos derivados do petróleo.....		221

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AdC	Autoridade da Concorrência
AIE	Agência Internacional de Energia
APDL	Administração dos Portos do Douro, Leixões e Viana do Castelo, S.A.
APL	APL – Administração do Porto de Lisboa, S.A.
APS	APS – Administração dos Portos de Sines e do Algarve, S.A.
bpd	<i>barrels per day</i>
CAPEX	Custos de capital ou investimento em bens de capital
CCA	Cenário Camisola Amarela
CC	Cenário Central
CDS	Cenário Desenvolvimento Sustentável
CL	Combustíveis líquidos brancos
CLC	CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A.
CLT	CLT – Companhia Logística de Terminais Marítimos, S.A.
CNP	Cenário Novas Políticas
CO ₂	Dióxido de carbono
CPA	Cenário Políticas Atuais
CR	Crude ou petróleo bruto
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DNV	<i>Det Norske Veritas</i>
EIA	Estudo de Impacte Ambiental
ENSE	Entidade Nacional para o Setor Energético, E.P.E.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FO	Fuelóleo
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GNL	Gás Natural Liquefeito
GPL	Gases de Petróleo Liquefeitos
MTBE	Éter metil <i>terc</i> -butílico (aditivo para gasolina)
NATO	Organização do Tratado do Atlântico Norte
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
OPEX	Custos operacionais e de manutenção
RNC2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
SPN	Sistema Petrolífero Nacional
TGL	Terminal de Granéis Líquidos
ton	Tonelada (1 000 kg)
TOTEX	Custo total
UE	União Europeia
VGO	Gasóleo de Vácuo
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
WEO	<i>World Energy Outlook</i>
ZILS	Zona Industrial e Logística de Sines

*ESTUDO CUSTO-BENEFÍCIO DO OLEODUTO DE 8 KM ENTRE O
TERMINAL DE GRANÉIS LÍQUIDOS DO PORTO DE SINES E O OLEODUTO SINES-AVEIRAS DA CLC*

SUMÁRIO EXECUTIVO

Nos termos dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, segundo a redação que lhe foi atribuída pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho¹, foram conferidas a esta Entidade Reguladora as atribuições de regulação e supervisão dos setores do gás de petróleo liquefeito (GPL), dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis.

Por sua vez, segundo o disposto no artigo 242.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano 2019, estabeleceu-se que a ERSE fica incumbida da elaboração de uma análise custo-benefício do impacto do projeto de ligação, por oleoduto, da refinaria de Sines ao Porto de Sines.

Em maio de 2018 a Autoridade da Concorrência (AdC), no seu relatório de *Análise ao Setor dos Combustíveis Líquidos Rodoviários em Portugal Continental*, recomendou ao Governo que procedesse “à aprovação dos atos” necessários para a criação de condições com vista a assegurar a ligação ao Porto de Sines do oleoduto multiproduto existente entre a Refinaria de Sines e as instalações de Aveiras de Cima da CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A. (CLC).

A AdC recomendou ainda à APS – Administração do Porto de Sines, S.A. (APS), “o lançamento de um concurso público internacional para a construção de depósitos de importação em Sines ligados ao porto e ao oleoduto da CLC e que nesse concurso público, seja reservada capacidade relevante para a construção de depósitos de importação a operadores sem posição dominante ao nível dos depósitos de importação e de distribuição secundária na zona sul do país”.

SITUAÇÃO ATUAL E CONDICIONALISMOS

O Porto de Sines dispõe de um Terminal de Granéis Líquidos (TGL), operado pela CLT – Companhia Logística de Terminais Marítimos, S.A. (CLT), a qual se encontra integrada no Grupo Galp Energia, SGPS, S.A..

A CLT, opera o TGL do Porto de Sines em regime de Serviço Público, estando salvaguardado o acesso a terceiros em condições transparentes e não discriminatórias, com um enquadramento regulamentar

¹ A redação mais recente dos Estatutos da ERSE foi, entretanto, dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

próprio aprovado pela APS. Porém, a única infraestrutura servida por este equipamento até ao ano de 2018 era a Refinaria de Sines, a qual presentemente recebe crude e produtos intermédios e, igualmente, mobiliza produtos derivados do petróleo entre os navios tanque e as instalações de armazenagem associadas à refinaria.

A Galp Energia, SGPS, S.A. (Galp Energia) encontra-se em condições de fazer importação de derivados do petróleo no TGL do Porto de Sines, com os seus próprios meios, enquanto os outros operadores dependem operacionalmente da sua armazenagem, apesar de terem acesso às instalações portuárias.

Adicionalmente, as partidas de produtos petrolíferos via oleoduto para as instalações de Aveiras de Cima, da CLC, eram realizadas até 2018 exclusivamente a partir da Refinaria de Sines. Assim, apesar de a CLC, operar as instalações de Aveiras de Cima em regime de acesso negociado, a colocação de produto nas instalações da CLC, depende do acesso às instalações da Refinaria de Sines.

A partir de 2018 a Repsol passou a operar uma instalação de armazenagem/expedição de gasóleo na fábrica da Repsol Polímeros, S.A. (Repsol Polímeros), estando esta instalação ligada ao Porto de Sines e ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima. Apesar de a instalação da Repsol ser monoproduto, a Galp Energia deixou de ser o único operador com infraestrutura própria em condições de importar produtos petrolíferos em Sines.

O projeto de implementação de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines, bem como a ligação desta nova instalação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e a instalação de Aveiras de Cima da CLC, visa a abertura da importação de derivados do petróleo no TGL do Porto de Sines, bem como cria condições operacionais em Sines para os operadores que atualmente não têm logística no sul de Portugal.

Para além dos aspetos operacionais, uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines pode trazer benefícios ao Sistema Petrolífero Nacional (SPN) se o custo das importações for inferior às cotações *ex-refinaria* de Sines praticadas pela Galp Energia².

² Os benefícios podem ser materializados através das diferenças entre os preços *ex-refinaria* de Sines e o custo das importações ou ainda, no caso de ajustamento para baixo dos preços *ex-refinaria*, colocando-os em paridade com o custo das importações.

Do ponto de vista operacional a implementação deste projeto obriga a estudos técnicos adicionais que devem analisar a interoperacionalidade entre as novas infraestruturas e as existentes, em particular a articulação entre estas e o TGL do Porto de Sines e o oleoduto multiproduto entre Sines e Aveiras de Cima.

Refira-se ainda no que respeita ao TGL do Porto de Sines, que se parte do princípio que poderá ser partilhada a utilização das infraestruturas portuárias sem investimentos adicionais consideráveis³, não criando constrangimentos para o funcionamento da Refinaria de Sines, a qual desempenha um papel estruturante na segurança de abastecimento do SPN.

Por outro lado, a partilha da utilização do oleoduto multiproduto entre Sines e Aveiras de Cima deve salvaguardar o cumprimento das regras básicas de operação plasmadas na Norma Técnica da CLC⁴.

³ O presente estudo não substitui uma análise de viabilidade técnica detalhada sobre a interoperabilidade entre as infraestruturas do SPN existentes e as novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos consideradas.

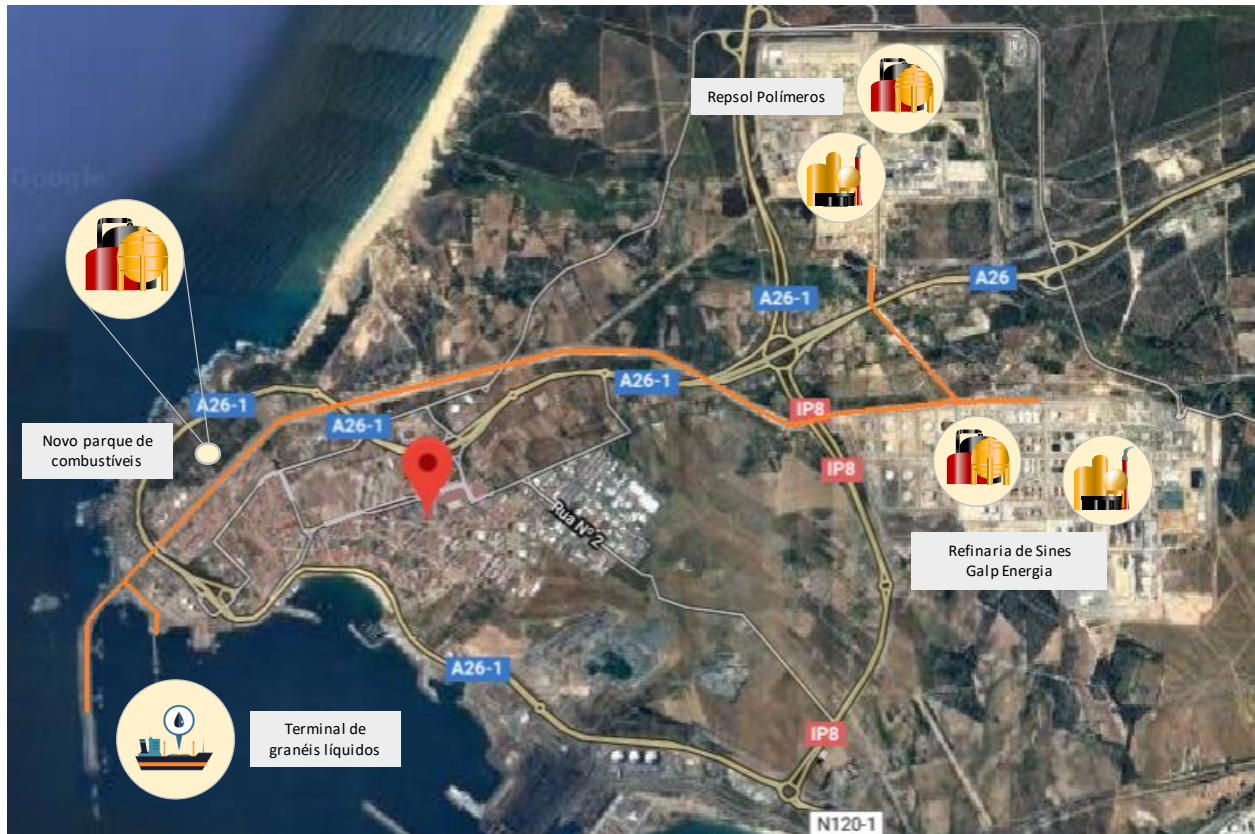
⁴ Norma Técnica da CLC publicada em:
http://www.clc.pt/DocsCLC/2019/CLC_Norma_Tecnica.pdf

A sequência dos produtos nas operações de bombagem para o oleoduto multiproduto deve respeitar a seguinte sequência: gasóleo – gasolina – butano – propano – butano – gasolina – gasóleo – Jet A1 – gasóleo.

De forma a ser permitida a incorporação dos produtos interface, a rotação dos produtos nos tanques de produtos interface e a maximização da operacionalidade da CLC, as quantidades mínimas aceites de produto base por partida são as seguintes:

a) Gasolina: 8 000 m³; b) Gasóleo: 18 000 m³; c) Jet A1: 8 200 m³; d) Propano: 3 100 m³; e) Butano: 800 m³.

Figura 1 – Infraestrutura de logística de produtos petrolíferos em Sines (TGL do Porto de Sines; nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos; Refinaria de Sines; Petroquímica Repsol-Polímeros)



METODOLOGIA DO ESTUDO

O estudo da análise custo-benefício ao projeto de implementação da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e da respetiva ligação ao oleoduto multiproduto que liga Sines às instalações de Aveiras de Cima, da CLC, assenta na metodologia descrita na Figura 2.

Figura 2 – Metodologia do estudo de análise custo-benefício



PREVISÕES DA PROCURA DE PRODUTOS PETROLÍFEROS NO SPN ATÉ 2050

A Agência Internacional de Energia (AIE) publicou através do seu *World Energy Outlook 2018* (WEO 2018) as projeções e as análises para a procura de energia, incluindo a procura de petróleo e produtos derivados por região, até ao ano 2040.

A AIE apresentou no WEO 2018 projeções baseadas em três cenários, designadamente: (i) Políticas Atuais, (ii) Novas Políticas e (iii) Desenvolvimento Sustentável.

No cenário de Políticas Atuais (CPA), a AIE, assume a inexistência de políticas que promovam a eficiência energética ou o uso de combustíveis alternativos, bem como ausência de restrições relativamente às quotas da gasolina e gasóleo.

O Cenário Novas Políticas (CNP) leva em linha de conta os amplos compromissos políticos e os planos anunciados por vários países a nível global, incluindo os objetivos nacionais de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa e os programas de abandono progressivo a energias fósseis, mesmo se ainda estiverem por identificar as medidas para concretizar esses compromissos. Assume-se que estes serão implementados de forma bastante tímida, devido ao seu carácter não vinculativo e, em muitos casos, às incertezas quanto à forma de concretizá-los.

O Cenário de Desenvolvimento Sustentável (CDS)⁵ descreve um caminho integrado para atingir três objetivos críticos: estabilização climática, ar mais limpo e acesso universal à energia. Este cenário, ao contrário dos anteriores, parte de resultados pretendidos, em particular, revela de que forma será possível atingir o acesso universal à energia em 2030, reduzir para metade as emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) até 2040.

A AIE apresenta análises e projeções regionais e, nessa medida, os dados considerados para o presente estudo baseiam-se nos valores apresentados para a Europa e, em particular, para os Estados Membros da União Europeia (UE).

Posteriormente em 2019 o Governo publicou a *Estratégia de Longo Prazo para a Neutralidade Carbónica da Economia Portuguesa em 2050* (RNC2050), no qual se prevê uma forte contração da procura primária de produtos derivados de petróleo, com particular ênfase para o setor dos transportes no qual se prevê que em 2050 o consumo de combustíveis rodoviários em Portugal seja marginal.

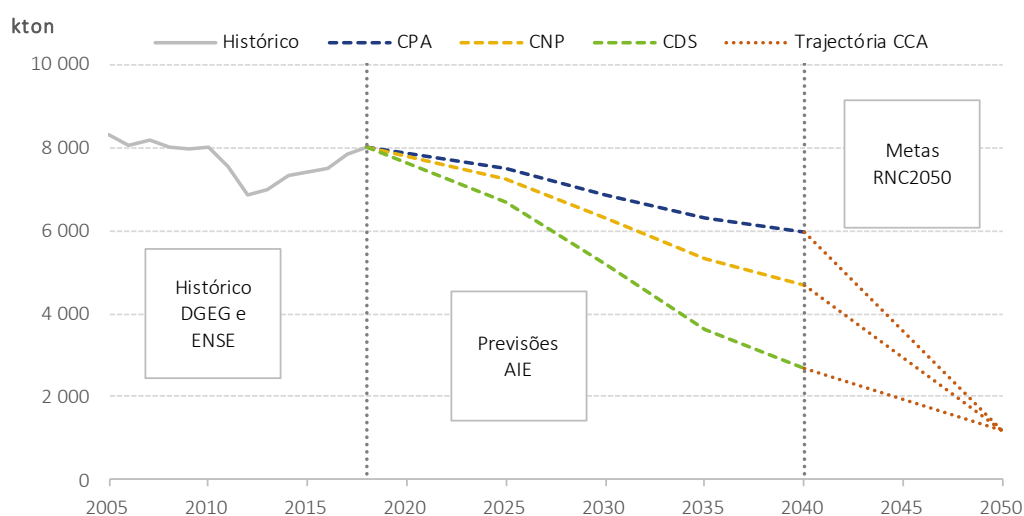
As metas do RNC2050 estão coerentes com as trajetórias já apontadas pela AIE no WEO 2018, nas quais o CNP prevê para a UE uma contração da procura em produtos petrolíferos, até 2040, superior a 40%. O

⁵ Introduzido na edição de 2017 do *World Energy Outlook* (WEO 2017)

RNC2050 prevê para o ano 2050, no cenário mais ambicioso⁶, uma redução da procura primária em produtos derivados do petróleo de 84,8% face a 2020.

A Figura 3 apresenta a previsão da procura primária em produtos petrolíferos no SPN, até 2050, considerando os cenários CPA, CNP e CDS da AIE e as metas do RNC2050.

**Figura 3 – Previsão da procura de produtos derivados de petróleo para Portugal até 2050
(tendências AIE + RNC2050)**



Tendo em linha de conta as previsões da Figura 3, a construção de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines, associado a um troço de oleoduto redundante da infraestrutura existente, é uma decisão de risco elevado. Adicionalmente, a implementação de um projeto desta natureza, sem estar associado ao descomissionamento de instalações, pode criar a perceção de que se está a promover a expansão do SPN, o que é contraditório com a estratégia do RNC2050.

Uma vez estimada a evolução da procura de produtos petrolíferos no SPN, tornou-se necessário desagregar essa evolução por produto, tendo-se considerado os seguintes critérios:

- A procura de jet mantém-se constante ao longo do horizonte temporal de 2018 a 2040 por, não se perfilarem alternativas ao consumo deste combustível na aviação comercial;

⁶ Cenário Camisola Amarela (CCA)

- A taxa de decréscimo do consumo de gasóleos é o dobro da estimada para as gasolinas e GPL, por se considerar que o impacto ambiental da queima do gasóleo excede a que se verificaria no caso das gasolinas e dos GPL;
- O consumo agregado do cabaz (gasolinas, gasóleos, GPL e jet) segue as tendências dos cenários apresentados pela AIE para os estados membros da UE.

PREVISÕES DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DO PROJETO ENTRE OS ANOS 2025 E 2040

A realização das previsões de utilização das infraestruturas do projeto foi precedida de uma caracterização das instalações de receção, armazenamento e expedição de combustíveis líquidos e GPL em Portugal continental, tanto nas vertentes técnicas como nas respetivas atividades.

No que respeita à caracterização da atividade das instalações, são identificados os operadores, os utilizadores, incluindo quantidades armazenadas/expedidas desagregadas por produto, detalhes relativos aos produtos, e outros aspetos relevantes.

Neste estudo, assentou-se no pressuposto de que as novas infraestruturas do projeto não impactam na procura final de produtos derivados do petróleo no mercado nacional. Porém, terão um impacto na forma como é repartida a utilização das infraestruturas de logística a montante do retalho, promovendo um reforço de concorrência e uma redistribuição da forma como será fornecido o mercado retalhista a partir deste novo elenco de instalações de armazenamento e expedição de produtos derivados do petróleo.

No âmbito deste estudo, as previsões de utilização das infraestruturas do projeto distinguem dois períodos, com filosofias de utilização necessariamente muito diferentes, designadamente:

- No período 2025 a 2040 a utilização das novas instalações resultam da transferência de atividade de instalações existentes, ou seja, existe concorrência entre as instalações de logística;
- No período 2041 a 2050 todas as atividades do SPN, incluindo a refinação, a logística e o retalho, sofrem uma reforma muito expressiva em virtude da forte contração da procura de derivados do petróleo prevista no RNC2050. Os efeitos dessa reforma nas atividades de logística não são inteiramente previsíveis, contudo, prevê-se que o descomissionamento de instalações leve a um redesenho deste segmento da cadeia de valor

*ESTUDO CUSTO-BENEFÍCIO DO OLEODUTO DE 8 KM ENTRE O
TERMINAL DE GRANÉIS LÍQUIDOS DO PORTO DE SINES E O OLEODUTO SINES-AVEIRAS DA CLC*

Nessa medida, para o período 2041 a 2050, não são estimadas previsões de utilização das infraestruturas do projeto com base nas quantidades mobilizadas para o retalho, por se considerar que para este período as previsões seriam muito abstratas e pouco credíveis.

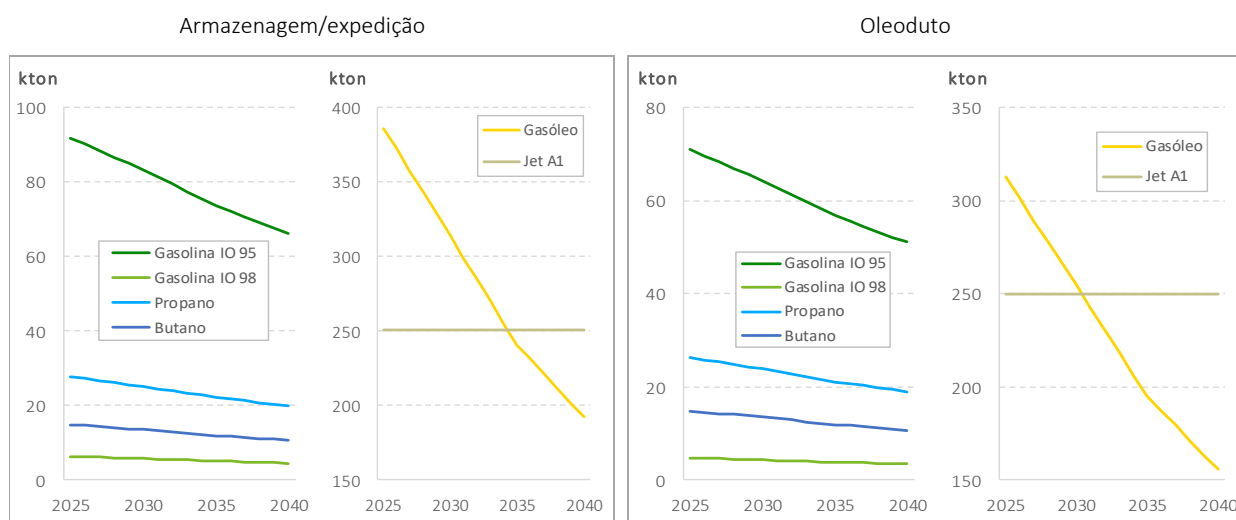
No que respeita ao período 2025 a 2040, o Quadro 1 apresenta os pressupostos considerados para a cenarização da utilização das infraestruturas do projeto, em particular a transferência de atividade de instalações existentes de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do SPN e a utilização da nova instalação de Sines como porta de entrada para a instalação da CLC, em Aveiras de Cima.

Quadro 1 – Pressupostos considerados para a cenarização da utilização das infraestruturas do projeto

Instalação	Descrição dos pressupostos	Motivações
Instalação de Aveiro, na Gafanha da Nazaré	<ul style="list-style-type: none"> Admitiu-se que 5% da utilização das instalações de Aveiro seria transferida para a zona centro, para a área de influência da grande Lisboa (instalação da CLC, em Aveiras de Cima), e que outros 5% seriam transferidos a nova instalação de Sines, para fornecimento do retalho a sul. 	<ul style="list-style-type: none"> Aproximação da logística ao retalho. Acesso a terminal de importação em Sines. Acesso negociado efetivo às instalações da CLC, em Aveiras de Cima.
Instalação de Aveiras de Cima da CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A.	<ul style="list-style-type: none"> Considerou-se que a viabilização efetiva do acesso negociado às instalações da CLC, em Aveiras de Cima, por intermédio das novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, permitiria que 25% da utilização das instalações da CLC em Aveiras de Cima possa ser proveniente de importações através do TGL do Porto de Sines. 	<ul style="list-style-type: none"> Acesso a terminal de importação em Sines. Acesso negociado efetivo às instalações da CLC, em Aveiras de Cima. Reforço de concorrência.
Instalação do Barreiro da Alkion Terminal Lisbon, S.A.	<ul style="list-style-type: none"> Admitiu-se que dada a inexistência de alternativas viáveis a sul para os seus utilizadores, 10% da atividade da instalação do Barreiro da Alkion Terminal Lisbon, S.A., poderá ser transferida para a nova instalação de armazenagem/expedição de combustíveis do Porto de Sines. 	<ul style="list-style-type: none"> Aproximação da logística ao retalho.
Instalação de armazenagem e expedição da Refinaria de Sines	<ul style="list-style-type: none"> Dada a inexistência de alternativas viáveis a sul para a maioria dos operadores, admitiu-se que 10% da atividade da instalação de armazenagem e expedição da Refinaria de Sines, da Galp Energia, possa ser transferida para a nova instalação de armazenagem/expedição de combustíveis do Porto de Sines. 	<ul style="list-style-type: none"> Acesso a terminal de importação em Sines. Reforço de concorrência.

Com base nos pressupostos estabelecidos no Quadro 1, aplicando os mesmos critérios considerados nas previsões de evolução da procura de produtos petrolíferos no SPN, é realizada a previsão de utilização das infraestruturas do projeto, a qual se apresenta na Figura 4 (considerando a tendência do CNP).

Figura 4 – Previsão de utilização das infraestruturas do projeto entre os anos 2025 e 2040, considerando a tendência do CNP



Verifica-se na Figura 4 um decréscimo acentuado da utilização de todos os produtos do cabaz, à exceção do jet A1 que se mantém constante, pelas razões já apontadas. Verifica-se também uma queda acentuada do gasóleo (superior a 50% em 15 anos).

Nota-se ainda que a maioria dos produtos mobilizados na nova instalação de produtos petrolíferos do Porto de Sines é despachada para Aveiras de Cima.

No presente estudo não foram considerados períodos de *build-up* para a utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines por se considerar a eventualidade de se aplicarem mecanismos do tipo *Open Season*, nos quais a utilização futura das novas instalações é determinada de forma vinculativa antes da decisão de se avançar com o projeto. Numa tal situação, o horizonte temporal entre o comissionamento, a entrada em exploração das novas instalações e a sua utilização em regime de cruzeiro é muito curto, podendo, numa análise desta natureza, ser desconsiderado.

DIMENSIONAMENTO E ORÇAMENTAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DO PROJETO

O dimensionamento das infraestruturas do projeto é realizado tendo em conta as respetivas previsões de utilização, determinadas de acordo com abordagem apresentada no ponto anterior.

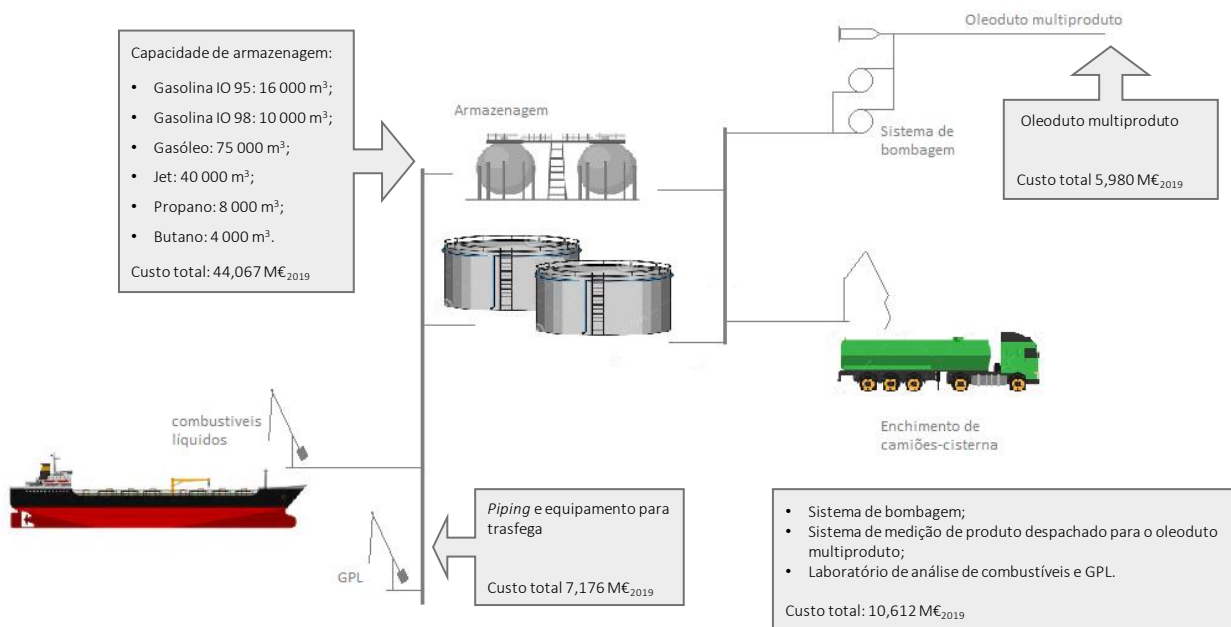
O dimensionamento realizado no presente estudo para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines é um exercício simplificado, que não dispensa uma abordagem de engenharia que conceptualize as bases do projeto e permita uma orçamentação mais apurada do investimento inicial e dos custos de operação.

Não obstante, são apontados um conjunto de critérios de dimensionamento, nomeadamente (i) as taxas de rotação anual⁷ da instalação por produto, (ii) as regras básicas de operação do oleoduto multiproduto entre Sines e Aveiras de Cima incluindo as quantidades mínimas das partidas, (iii) as características dos navios tanque, em particular as capacidades críticas que promovem o *trading* de produtos petrolíferos em condições mais vantajosas, (iv) os equipamentos de processo e respetivas redundâncias, entre outros aspetos.

A Figura 5 apresenta uma estimativa dos custos de investimento para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, e para o troço de ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines-Aveiras de Cima, propriedade da CLC.

⁷ Quantidades mobilizadas anualmente a dividir pela capacidade de armazenagem instalada.

Figura 5 – Estimativa dos custos de investimento para a instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, e para o troço de ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines-Aveiras de Cima, propriedade da CLC



O Quadro 2 apresenta a rotação, em dias, para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, tendo em conta as estimativas de utilização em 2025, 2030, 2035 e 2040, considerando a tendência do CNP.

Quadro 2 – Rotação na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040, considerando a tendência do CNP

Rotação [dias]	Novas Políticas			
	2025	2030	2035	2040
Gasolina IO95	46	50	57	64
Gasolina IO98	416	459	519	579
Gasóleo	59	73	95	119
Jet A1	47	47	47	47
Propano	54	59	67	75
Butano	57	63	71	79

O Quadro 2 permite antecipar a análise de custos do projeto, uma vez que a taxa de rotação é um indicador de eficiência muito confiável para instalações desta natureza. Assim, antecipam-se custos específicos elevados para a gasolina IO98, da mesma forma que a elevada contração da procura de gasóleo de 2025 para 2040 deverá ser penalizadora dos custos associados à mobilização deste produto. Em sentido contrário, prevêem-se custos específicos mais competitivos para jet A1.

CUSTO DE OPERAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DO PROJETO

Foram igualmente estimados os custos de operação do projeto (OPEX), tendo como referência estudos de *benchmark* internacional e os custos operacionais publicados pela CLC, no Relatório e Contas do ano 2018.

O OPEX tem uma componente fixa relacionada com as instalações de armazenagem e uma componente variável maioritariamente relacionada com a expedição de produtos petrolíferos para as instalações de Aveiras de Cima, da CLC, através do oleoduto multiproduto. O Quadro 3 apresenta os custos de operação do projeto, tendo como referência o ano de 2019, discriminando os custos relacionados com a instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e os relacionados com a operação do oleoduto.

Quadro 3 – Custos de operação do projeto

	Custo [k€ ₂₀₁₉]
O&M da instalação de armazenagem expedição de produto	3 795,91
O&M do oleoduto multiproduto Sines-Aveiras de Cima ¹	352,86
Total	4 148,77

(1) Acrescem preços e tarifas do oleoduto multiproduto da CLC.

ANÁLISE DOS CUSTOS – *BENCHMARK* PARA AS INFRAESTRUTURAS EXISTENTES NO SPN

Estando determinadas as previsões de utilização das infraestruturas do projeto, bem como os custos de capital e de operação, são realizadas as análises dos custos.

Previamente são estabelecidos o WACC (*weighted average cost of capital*), em função do regime de exercício da atividade⁸, o tempo de vida útil das infraestruturas do projeto⁹, a taxa de inflação¹⁰ e a entrada em exploração das instalações.

Foram determinados os custos específicos, por produto, para o horizonte temporal entre 2025 e 2040, comparando-os com os preços máximos e mínimos praticados atualmente pela CLC na instalação de Aveiras de Cima¹¹, e com os preços de referência publicados pela Entidade Nacional para o Setor Energético, E.P.E. (ENSE) no seu site¹².

A Figura 6 apresenta os custos específicos dos produtos mobilizados nas infraestruturas do projeto, em valor absoluto (cent._{mod}/l) e tomando como referência o ano de 2019 (cent.₂₀₁₉/l), aplicando a esta série uma taxa de desconto de 2% com a qual se pretende refletir o efeito inflação.

⁸ Considerou-se um WACC de 5%, característico de uma atividade regulada, e um WACC de 6,67% caso a atividade seja exercida em regime de mercado.

⁹ Considerou-se 25 anos.

¹⁰ Foi considerada uma taxa de inflação de 2% em linha com o *target* da política monetária do Banco Central Europeu, cuja finalidade é a estabilização de preços

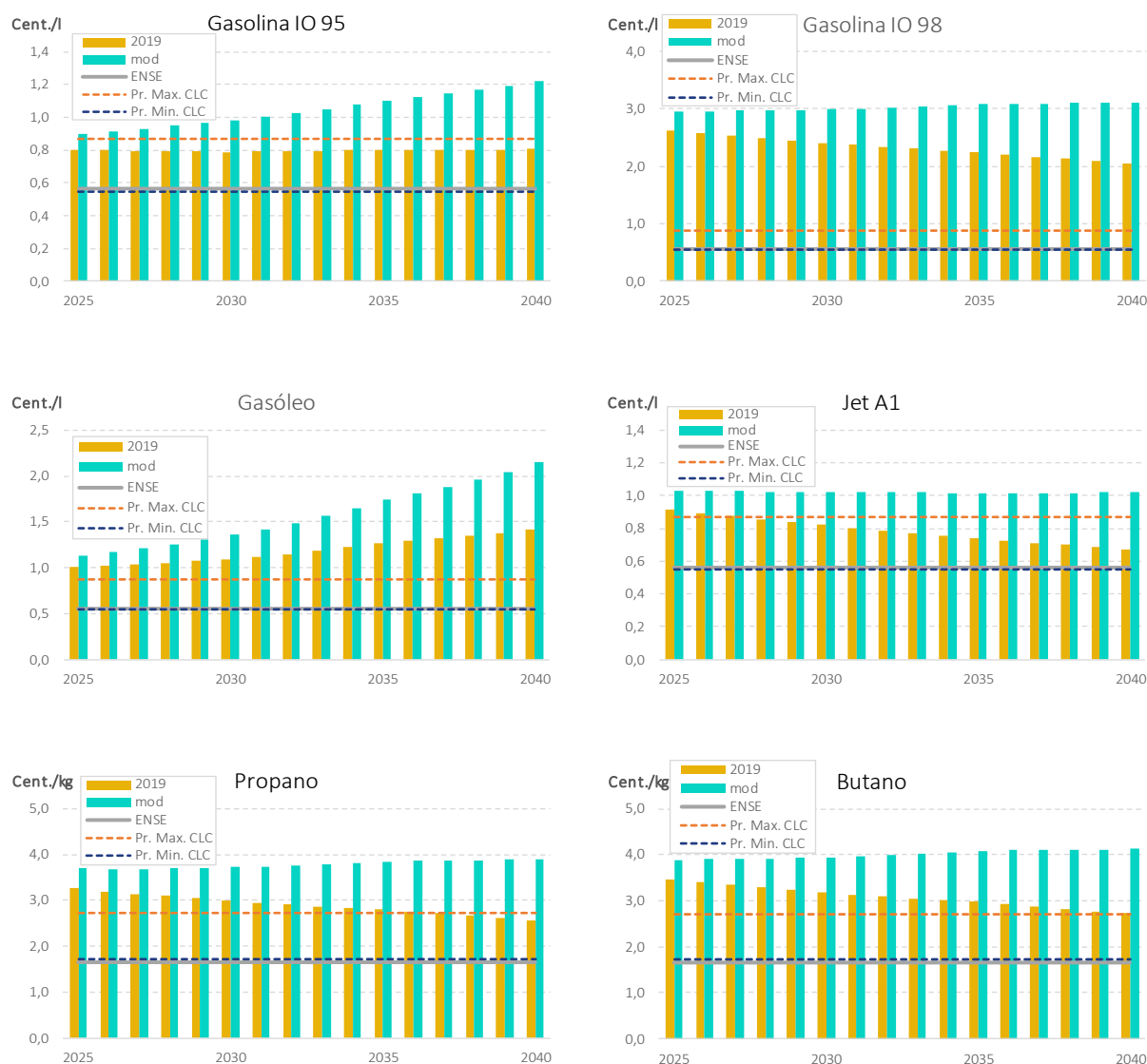
¹¹ Segundo a [Norma de Metodologia Tarifária da CLC](#), em vigor, à tarifa base para os [produtos brancos](#) (gasóleos, gasolinas e jet) [8,683€/m³] e [GPL a granel](#) [27,134€/ton] aplicam-se descontos com base na duração dos contratos e número de produtos abrangidos, sendo maior o desconto quanto maior for a duração do contrato e o número de produtos abrangidos bem como nas quantidades/volumes programados e efetivamente veiculados.

O valor da tarifa deduzida de descontos com base na maior duração do contrato, maior número de produtos abrangidos e maior quantidade contratada é de 5,505 €/m³, para os produtos brancos e de 17,203€/ton para o GPL a granel.

O preço máximo da CLC corresponde à tarifa Base e o preço mínimo à tarifa base deduzida dos descontos máximos.

¹² Os [preços de referência](#) publicados pela ENSE são calculados com base nos valores de cotação internacional dos produtos refinados, considerando ainda os custos com incorporação de biocombustíveis e os custos operacionais no mercado nacional. Nos preços de referência excluem-se as componentes de retalho, tais como distribuição para os pontos de venda, margem de comercialização e o respetivo imposto sobre o valor acrescentado. No que respeita a descarga + armazenamento o preço de referência atual é de 0,006€/l (deduzido de 0,525€/ton relativo à componente de reservas estratégicas).

Figura 6 – Evolução dos custos específicos por litro, para os produtos mobilizados na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040, considerando a tendência do CNP



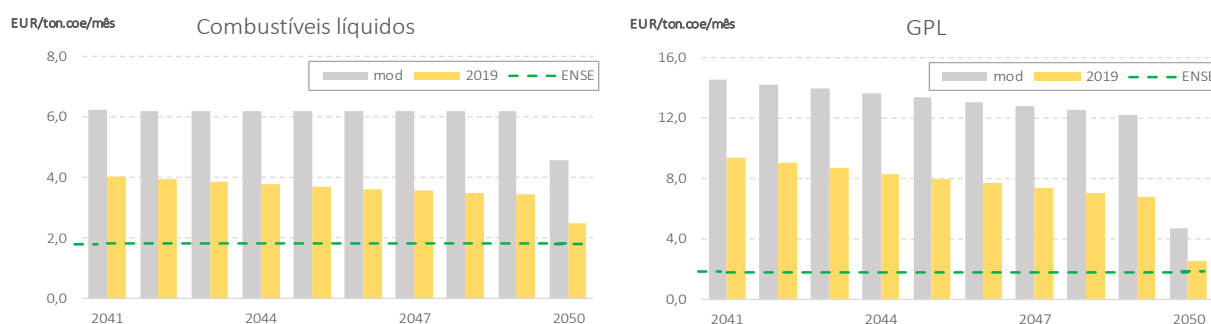
Os custos específicos apresentados na Figura 6 confirmam a análise aos dados de operação do Quadro 2 referidos anteriormente.

Outro aspeto que importa sublinhar resulta da comparação dos custos específicos do projeto às tarifas de uso de infraestruturas similares. Verifica-se que, no período de 2025 a 2040, os custos específicos determinados com um WACC de 5% e considerando a tendência do CNP, apesar de estarem acima das tarifas mínimas da CLC, e dos custos de referência publicados pela ENSE no seu portal, são razoavelmente competitivos. Este dado é muito relevante, sobretudo se atendermos a que as instalações existentes no

SPN se encontram substancialmente amortizadas e, em particular, a instalação de Aveiras de Cima, da CLC, tem taxas de rotação e custos operacionais muito favoráveis.

Foram ainda determinados custos específicos por categoria de produto, designadamente para os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e para os GPL (propano e butano), relativamente a um modelo de reserva de capacidade para uma fase mais adiantada da vida do projeto (período de 2041 a 2050). A Figura 7 apresenta estes custos e compara-os com os custos associados aos encargos associados à constituição e manutenção de reservas estratégicas, em particular a prestação única cobrada pela ENSE para suprir parcialmente essa necessidade¹³.

Figura 7 – Evolução do custo de reserva de capacidade, por ton.coe e por mês, para combustíveis líquidos (gasóleos, gasolinas e jet) e para os GPL (propano e butano) na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, aplicando um WACC de 5%, para o período 2040 – 2050



A análise da Figura 7 demonstra que os custos de reserva de capacidade na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, não são competitivos face à prestação unitária presentemente cobrada pela ENSE, exceto para o ano de 2050, em que as infraestruturas do projeto passam a estar integralmente amortizadas.

Refira-se que, mesmo em 2050, a prestação unitária presentemente cobrada pela ENSE mantêm-se abaixo do valor que seria cobrado pela reserva de capacidade de armazenamento na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. Este dado é relevante na medida em que atesta a competitividade dos serviços prestados pela ENSE na POL NATO. Refira-se, porém, que a nova

¹³ Os encargos associados à constituição e manutenção de reservas estratégicas são integralmente suportados pelos operadores responsáveis pelas introduções ao consumo de produtos petrolíferos no mercado nacional, mediante a liquidação de prestações pecuniárias à ENSE, as quais para o ano 2019 foram fixadas em 1,81 €/ton.coe/mês.

instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines está projetada com equipamento de expedição por caminhão cisterna e por oleoduto, encontrando-se interligada a uma infraestrutura logística que oferece outras opções operacionais, em particular permite a colocação de produtos petrolíferos no retalho com uma capacidade de resposta melhor do que a que a POL NATO presentemente está em condições de oferecer.

Por fim refira-se que, os custos totais contabilizados para o projeto, para o período de 2025 a 2040, considerando um WACC de 5% e a tendência do CNP, é de 135,953 milhões de euros tendo como referência o ano de 2019 (M€₂₀₁₉). Até ao ano de 2050 os custos totais do projeto crescem 54,430 M€₂₀₁₉.

ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS DO PROJETO

Os benefícios do projeto assentam em três vetores, designadamente:

- Os custos evitados de utilização das instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do SPN que perdem atividade para as infraestruturas do projeto.

Estes benefícios são quantificados por aplicação do custo de referência publicado pela ENSE para a descarga, armazenagem e reservas de combustíveis líquidos no SPN, deduzido da componente de reservas¹⁴, às quantidades transferidas de instalações existentes para as infraestruturas novas.

- Os custos evitados pela aproximação entre os centros logísticos e os pontos de venda a retalho de produtos petrolíferos.

A transferência de gasolinas e gasóleo das instalações na Gafanha da Nazaré, e da Alkion Terminal Lisbon, S.A. (Alkion), no Barreiro, para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, e posteriormente desta para a instalação da CLC, em Aveiras de Cima, tem como motivação a aproximação da logística do retalho (ver Quadro 1). Admite-se que as distâncias entre estas instalações, correspondem a distâncias não percorridas por caminhão-cisterna no fornecimento do mercado retalhista.

¹⁴ O preço de referência atual é de 0,006€/l, deduzido de 0,525€/ton relativo à componente de reservas estratégicas, de onde resulta 6,882€/ton (0,557 cent./l).

Estes benefícios são quantificados por aplicação de um custo de referência ao transporte rodoviário, por camião-cisterna, às quantidades de gasolinas e gasóleos transferidas.

- A eliminação de eventuais barreiras à importação de produtos petrolíferos através do TGL do Porto de Sines.

Os benefícios, a existirem, correspondem à diferença entre os preços *ex-refinaria* de Sines e o custo das importações ou ainda, caso os preços *ex-refinaria* ajustem para baixo para ficarem em paridade com o custo das importações, aos descontos obtidos.

Refira-se, perspetivar estes benefícios entre 2025 e 2040 é um exercício abstrato, sobretudo porque se baseia em aspetos complexos relacionados com a operação do aparelho refinador nacional, o comportamento futuro dos mercados e as estratégias negociais de um conjunto alargado de *players* num contexto de reforma profunda do setor, tanto nacional como global.

A abordagem seguida para quantificar esses benefícios passou por estimar as quantidades de produtos petrolíferos que estão suscetíveis a estes benefícios, os quais correspondem integralmente a todo o produto que se estimou mobilizar na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, descontando as quantidades transferidas a partir das instalações na Gafanha da Nazaré, e da Alkion, no Barreiro, para esta nova instalação. Parte-se do princípio que as quantidades transferidas entre instalações do SPN que recebem produtos petrolíferos provenientes de importações não são suscetíveis de gerar este tipo de benefícios¹⁵.

Foram contabilizadas as quantidades mobilizadas na instalação de Aveiras de Cima, da CLC, que passam a ser despachadas a partir nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, em detrimento da Refinaria de Sines, e as quantidades que passam a ser expedidas a partir das novas instalações para o retalho, em substituição das instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos associados à Refinaria de Sines (ver Quadro 1).

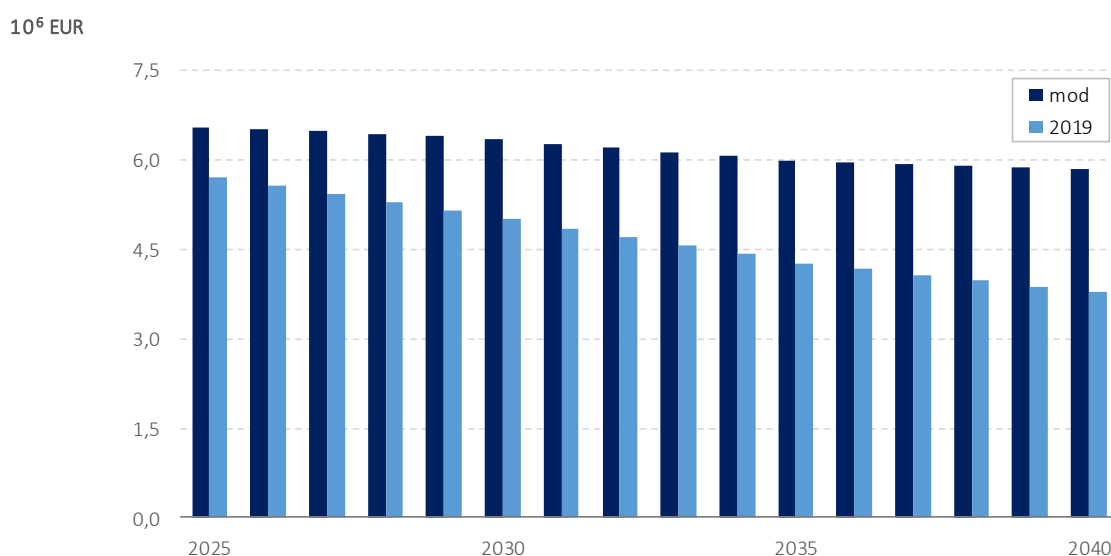
Considerou-se que os ganhos específicos resultantes das importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines correspondem

¹⁵ Este aspeto é de certa forma discutível uma vez que o TGL do Porto de Sines é de águas profundas e pode receber navios de grandes dimensões, com um custo de importação eventualmente menor.

a 1% do valor médio das cotações CIF Lisboa, nomeadamente, a 0,45 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos (média simples da gasolina IO95 e do gasóleo simples) e 0,50 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL (média simples do propano e do butano).

A Figura 8 apresenta os benefícios totais do projeto para o horizonte temporal entre 2025 e 2040, o qual integra as três fontes de benefício descritas anteriormente, considerando a tendência do CNP.

Figura 8 – Benefícios totais anuais do projeto, para o período 2025 – 2040, considerando a tendência do CNP



De acordo com os pressupostos considerados, os benefícios totais para o projeto, para o período de 2025 a 2040, considerando a tendência do CNP, é de 74,721 milhões de euros tendo como referência o ano de 2019 (M€₂₀₁₉). Em virtude das fortes incertezas associadas ao contexto do SPN não se contabilizaram benefícios adicionais de 2041 até 2050.

BENEFÍCIOS – CUSTOS, ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A comparação entre os custos e os benefícios foi realizada através de uma análise de sensibilidade à função Benefícios – Custos, limitada ao período entre 2025 a 2040.

Os parâmetros sobre os quais é realizada a análise de sensibilidade são: o CAPEX, o OPEX fixo, o WACC, os benefícios por aproximação da logística ao retalho, os custos evitados na logística e os benefícios

conseguidos com as importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. O valor base desses parâmetros, bem como os valores máximos e mínimos, para a análise de sensibilidade são apresentados no Quadro 4.

Quadro 4 – Valores mínimos e máximos para os parâmetros da análise de sensibilidade - CAPEX, OPEX fixo, WACC, benefícios por aproximação da logística ao retalho, custos evitados na logística e benefícios conseguidos com as importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines

	Valor Base		Valor Mínimo		Valor Máximo	
			Unidade	Variação	Unidade	Variação
CAPEX	10 ⁶ EUR ₂₀₁₉	67,83	54,26	-20%	81,48	+20%
OPEX fixo	10 ⁶ EUR ₂₀₁₉	3,80	3,04	-20%	4,56	+20%
WACC	%	5,00	5,00	0%	8,00	+60%
Aproximação da logística ao retalho	cent. ₂₀₁₉ /(ton.km)	7,202	6,48	-10%	7,92	+10%
Custo evitado na logística	cent. ₂₀₁₉ /l	0,557	0,45	-20%	0,67	+20%
Benefícios com as importações	cent. ₂₀₁₉ /l;	0,45	0,00	-100%	1,80	+300%
	cent. ₂₀₁₉ /kg	0,50	0,00		2,00	

Sobre os valores máximos e mínimos dos parâmetros importa sublinhar alguns aspetos, nomeadamente os seguintes:

- O CAPEX, o OPEX fixo e os custos evitados na logística variam $\pm 20\%$ do valor base, o que permite um razoável intervalo de confiança para estes valores. Note-se que para os custos evitados na logística são aplicados os custos de referência publicados pela ENSE no seu portal, para a atividade de descarga/armazenagem de gasolinas e gasóleos, no valor de 0,557 cent.₂₀₁₉/l¹⁶;
- O WACC varia entre os 5%, característicos de uma atividade regulada, e os 8% de acordo com o mínimo estabelecido na Norma sobre Metodologia Tarifária da CLC¹⁷;
- Os benefícios por aproximação da logística ao retalho variam $\pm 10\%$ do valor base, como resultado de uma grande confiança nesse valor – note-se que para os benefícios por aproximação da logística

¹⁶ Ver 14.

¹⁷ Norma sobre Metodologia Tarifária da CLC, publicada em:

http://www.clc.pt/DocsCLC/2019/CLC_Norma_Metodologia_Tarifaria.pdf

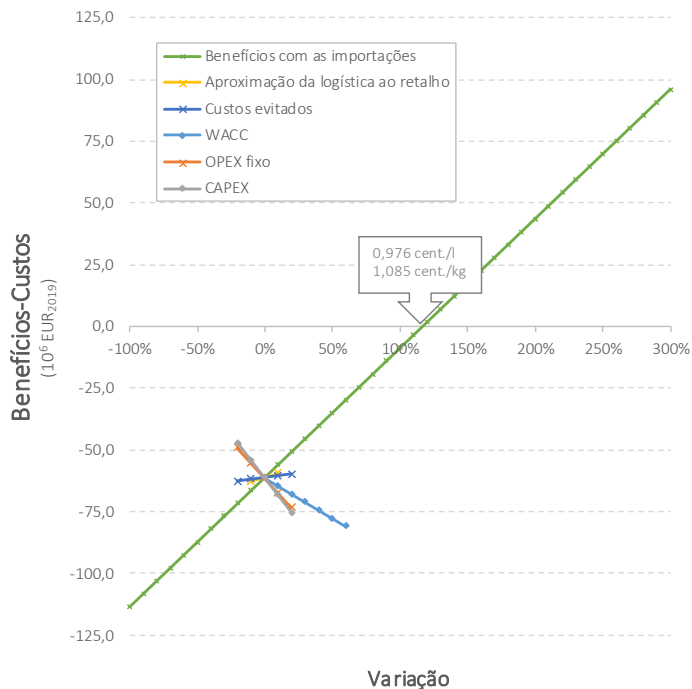
“A remuneração aplicável ao capital investido no Sistema Logístico é definida trienalmente no âmbito da Metodologia Tarifária, sendo o seu valor mínimo fixado em 8% para o Triénio.”

ao retalho são aplicados custos específicos para o transporte rodoviário de gasolinas e gasóleos por camião-cisterna, no valor de 7,202 cent.₂₀₁₉/(ton.km);

- Os benefícios conseguidos com as importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines são um parâmetro sobre o qual existe uma grande incerteza e, nessa medida, a variação é de -100% a 300% do valor base. No caso dos -100% é simulada a condição de que não existe qualquer benefício e, no caso dos 300%, são simulados ganhos específicos de 1,80 cent.₂₀₁₉/l nos combustíveis brancos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e 2 cent.₂₀₁₉/kg nos GPL.

A Figura 9 apresenta o diagrama da análise de sensibilidade à função Benefícios – Custos, para os parâmetros referidos acima, considerando a tendência do CNP aplicada às quantidades mobilizadas nas infraestruturas do projeto.

Figura 9 – Análise de Sensibilidade à função Benefícios – Custos,
considerando a tendência do CNP



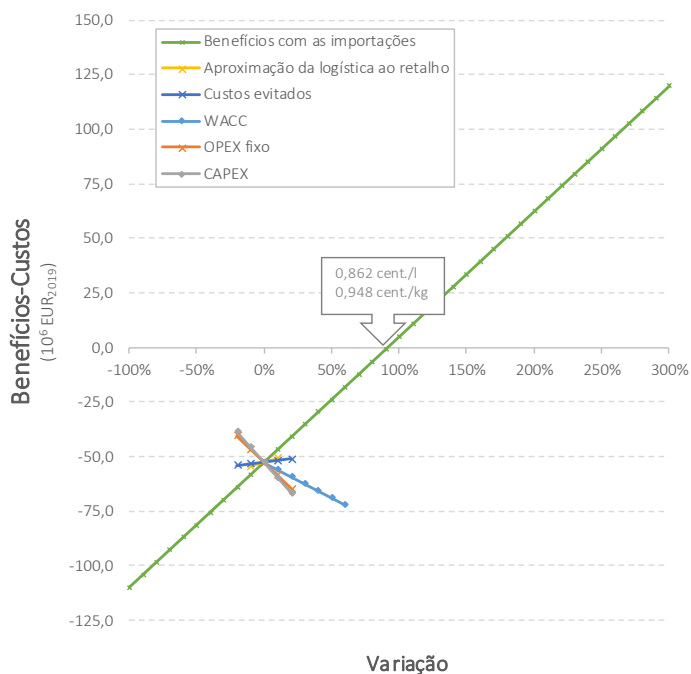
A leitura da Figura 9 permite apontar algumas conclusões, nomeadamente as seguintes:

- Para os valores base, a função Benefícios – Custos tem um resultado negativo de -61,2 milhões de euros tendo como referência o ano de 2019 (M€₂₀₁₉);
- A variação do CAPEX, do OPEX fixo, do WACC, dos benefícios por aproximação da logística ao retalho e dos custos evitados na logística não altera a avaliação global do projeto, no qual os custos prevalecem sobre os benefícios;
- No que respeita ao WACC verifica-se igualmente que um aumento deste parâmetro tem um efeito penalizador no projeto. Com efeito, um aumento de 5% para 8% no WACC acarreta um custo adicional de sensivelmente 20 M€₂₀₁₉;
- A variação dos benefícios por aproximação da logística ao retalho e os custos evitados na logística têm pouco impacto no resultado da função Benefícios – Custos – esta constatação é resultado do facto que as quantidades suscetíveis de gerar estes benefícios são pequenas, ou seja, referem-se a quantidades pouco expressivas transferidas das instalações na Gafanha da Nazaré, e da Alkion, no Barreiro, para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines;
- Os benefícios conseguidos com as importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines são, efetivamente, o parâmetro que determina o resultado da análise.

Refira-se que, para o CNP, a função Benefícios – Custos fica positiva havendo ganhos por importação superiores a 0,976 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e 1,085 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL (propano e butano).

A Figura 10 apresenta o diagrama da análise de sensibilidade à função Benefícios – Custos, considerando a tendência do CPA aplicada às quantidades mobilizadas nas infraestruturas do projeto.

Figura 10 – Análise de Sensibilidade à função Benefícios – Custos, considerando a
tendência do CPA

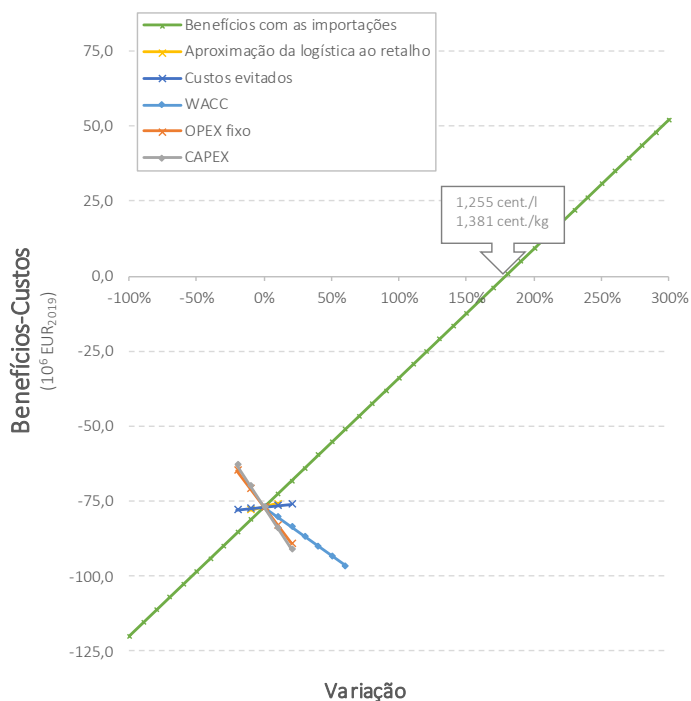


A leitura da Figura 10 permite apontar algumas conclusões, nomeadamente as seguintes:

- Para os valores base, a função Benefícios – Custos mantém um resultado negativo de -52,6 milhões de euros tendo como referência o ano de 2019 (M€₂₀₁₉);
 - Este resultado é melhor do que o obtido para o CNP e permite que benefícios menores decorrentes das importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines possam gerar resultados positivos para a função Benefícios – Custos;
- Neste caso a função Benefícios – Custos fica positiva para ganhos específicos relacionados com as importações de produtos petrolíferos na ordem 0,862 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e 0,948 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL (propano e butano).

A Figura 11 apresenta o diagrama da análise de sensibilidade à função Benefícios – Custos, considerando a tendência do CDS aplicada às quantidades mobilizadas nas infraestruturas do projeto.

Figura 11 – Análise de Sensibilidade à função Benefícios – Custos, considerando a
tendência do CDS



A leitura da Figura 11 permite apontar algumas conclusões, nomeadamente as seguintes:

- Para os valores base, a função Benefícios – Custos tem um resultado mais negativo do que o registado nos outros cenários, com um valor de -76,9 milhões de euros tendo como referência o ano de 2019 (M€₂₀₁₉);
- A função Benefícios – Custos passa a necessitar de ganhos específicos relacionados com as importações de produtos petrolíferos superiores a 1,255 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e a 1,381 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL (propano e butano) para ter um resultado positivo.

INSTRUMENTOS DE GESTÃO DE RISCO

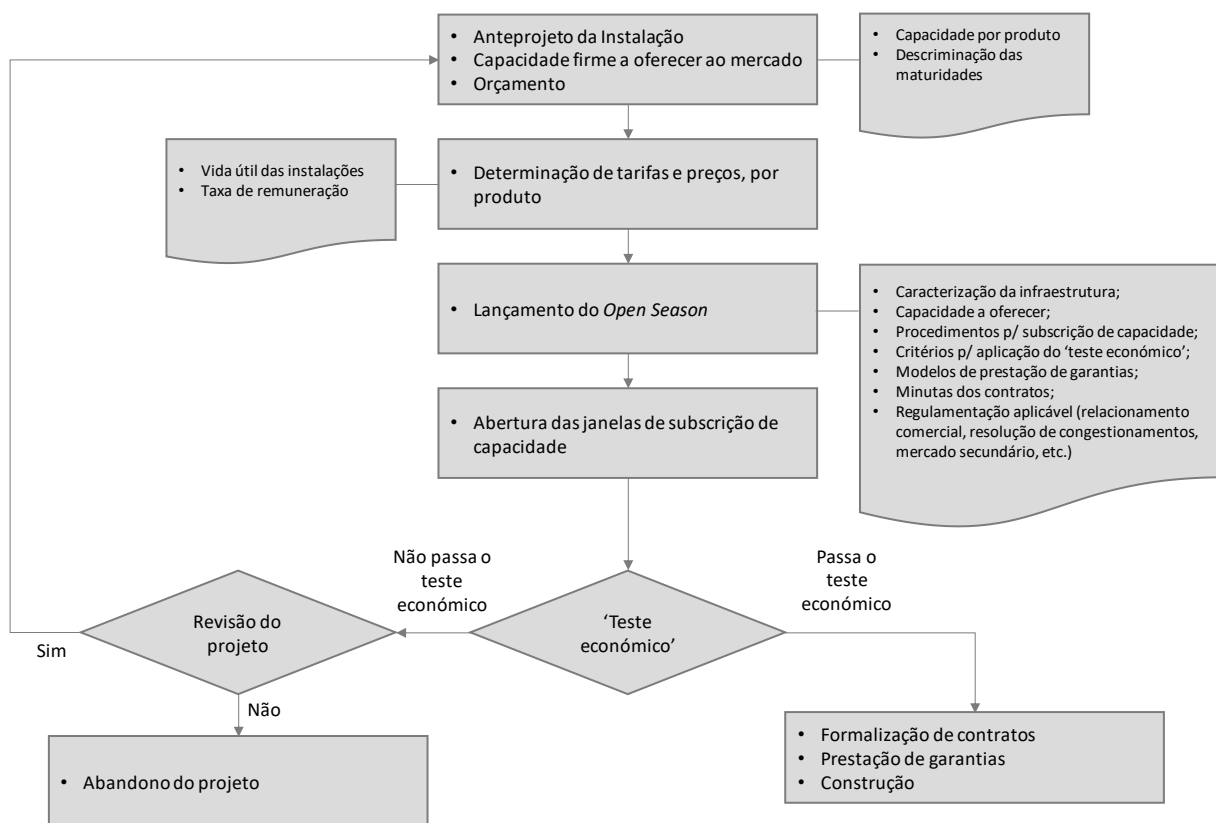
Uma das formas de garantir que o projeto da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo a ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, proporcione benefícios para o consumidor é a salvaguarda da implementação de um modelo de acesso a terceiros e um regime de tarifas e preços regulado.

O acesso regulado pressupõe uma diminuição do risco do operador da nova infraestrutura, resultando numa menor remuneração do ativo líquido e, conseqüentemente, em tarifas e preços mais competitivos.

Porém, uma redução do nível de risco para os operadores corresponde a uma maior exposição para os consumidores. Dadas as elevadas incertezas no que respeita a benefícios potenciais deste projeto, em particular os que resultam do fomento da concorrência entre os preços nacionais *ex-refinaria* e os provenientes das importações de produtos derivados do petróleo, para um período crítico onde o setor sofrerá uma forte retração (de 2025 a 2040), o nível de risco deve ser contido e não repassado de uma forma direta para os consumidores.

Este é um tema recorrente na regulação do gás natural, sobretudo ao nível das grandes intervenções para o reforço de interligações entre estados-membros da UE, onde tem sido aplicado com alguma frequência os denominados *Open Seasons*, que correspondem a formas de atribuição de capacidade, a longo prazo, que permitem que o risco associado à construção destas infraestruturas seja subscrito pelos seus futuros utilizadores. A Figura 12 apresenta um fluxograma onde se descreve a implementação de um *Open Season*.

Figura 12 – Fluxograma de um *Open Season*



Nos *Open Season* são abertas janelas de subscrição de capacidade para os eventuais futuros utilizadores, sendo que essa subscrição é vinculativa (em capacidade e preço) na circunstância de o projeto vir a ser concretizado.

É realizado um 'teste económico', no qual se estabelece um limiar mínimo de capacidade subscrita acima da qual o projeto é efetuado. Não sendo cumprido o 'teste económico' o projeto é revisto ou abandonado.

Caso a procura (subscrição) exceda a oferta o projeto poderá ser revisto (com a capacidade reforçada) ou é aplicado um mecanismo para resolução de um potencial congestionamento contratual.

Os *Open Season* podem ainda ter capacidade reservada para utilizações de curto prazo, as quais normalmente estão integradas na capacidade remanescente não considerada para a verificação do 'teste económico'.

Outro aspeto relevante, à margem do *Open Season*, trata-se da seleção do futuro operador das infraestruturas do projeto, o qual poderá resultar de (i) uma pré-seleção por parte do concedente, (ii) um

concurso prévio ou (iii) formado após a conclusão do *Open Season*, baseado em critérios objetivos e transparentes, entre os quais uma sociedade cujas participações são proporcionais à capacidade atribuída (ou subscrita).

CONSULTAS AO CONSELHO PARA OS COMBUSTÍVEIS DA ERSE E À AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA

O artigo 242.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano 2019, estabelece que, após a elaboração da análise custo-benefício do impacto do projeto de ligação, por oleoduto, da refinaria de Sines ao Porto de Sines, a ERSE deverá consultar o seu Conselho para os Combustíveis e a Autoridade da Concorrência (AdC).

Ambas as consultas decorreram no final do ano 2019 tendo os pareceres do Conselho para os Combustíveis e da AdC sido submetidos à ERSE a 14 de janeiro de 2020 e a 23 de dezembro de 2019, respetivamente.

O Conselho para os Combustíveis da ERSE pronunciou-se de uma forma positiva ao estudo tendo deixado como recomendação que o projeto da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo a ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, apenas avance se existirem promotores que assumam os riscos inerentes ao projeto.

O Conselho para os Combustíveis refere ainda que, pese embora o projeto seja dificilmente viável num contexto de retração da procura de produtos derivados do petróleo no SPN, a sua concretização poderá trazer benefícios aos consumidores, devendo o modelo de *Open Season* ser explorado.

Refere também o Conselho para os Combustíveis que deve ser otimizado o uso das infraestruturas existentes, “reativando o diálogo com a APS e a CLT, respetivamente concedente e concessionária do TGL do Porto de Sines, em regime de Serviço Público, para assegurar condições que reforcem o acesso a terceiros ao mercado, em condições de transparência e não-discriminação”.

O parecer da AdC propõe um conjunto de recomendações para a melhoria do presente estudo dos quais se apontam, nomeadamente, as seguintes:

- i. melhorar a fundamentação da evolução do consumo de jet A1 até 2040;
- ii. caracterizar a utilização das infraestruturas de logística existentes no SPN, dando-lhe ênfase geográfica e por operador;

- iii. considerar a possibilidade de não realizar os investimentos relativos à componente de armazenagem, limitando o esforço ao troço de oleoduto entre o TGL do Porto de Sines e o oleoduto multiproduto entre Sines e Aveiras de Cima;
- iv. considerar os efeitos do projeto na procura de produtos petrolíferos ao nível do retalho;
- v. e, aprofundar o modelo de gestão de risco (*Open Season*) proposto.

A ERSE considera que todas as sugestões referidas acima são pertinentes, enfatizando que ao longo deste trabalho as preocupações apontadas pela AdC no seu parecer, bem como as publicadas em relatórios anteriores, estiveram patentes e foram devidamente consideradas.

No que respeita à evolução da procura de jet A1 no SPN, a ERSE reconhece a complexidade do tema, nomeadamente a dicotomia clara entre a expansão das infraestruturas aeroportuárias prevista para a área de Lisboa e o necessário aumento da eficiência energética na aviação comercial. A opção por manter o consumo de jet A1 constante surge como um compromisso entre estas duas tendências, tendo sempre presente as metas do RNC2050.

No que respeita à caracterização detalhada da utilização das infraestruturas de logística existentes no SPN, esta foi naturalmente realizada mas não publicada por se tratar de informação sensível do ponto de vista comercial.

A ERSE manteve constante até 2040 as transferências de atividade para as novas infraestruturas do projeto a partir das infraestruturas atualmente existentes no SPN, não quantificando possíveis alterações estruturais ao nível do mercado grossista e retalhista (nomeadamente entrada de novos grandes operadores ou, em sentido oposto, operações de concentração ou saída do mercado). Com efeito, um exercício de antecipação desta natureza num contexto de grande contração de procura seria abstrato.

A ERSE não considerou a possibilidade de executar somente o troço de oleoduto entre o TGL do Porto de Sines e o oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, sem a implementação de tancagem intermédia, por considerar que essa opção não oferece as necessárias garantias de fiabilidade, segurança e interoperabilidade às instalações da ZILS.

A AdC sugere que seja aprofundado o modelo do *Open Season* sugerindo abordagens que promovam a concorrência, tanto ao nível dos promotores do projeto como nos subscritores da capacidade colocada à disposição dos operadores.

A ERSE subscreve esta preocupação e, nessa medida, importa acautelar que o mecanismo de *Open Season*, caso venha a ocorrer, leve em linha de conta a posição relativa de cada operador e que o modelo implementado promova a abertura das importações de produtos derivados do petróleo no SPN.

A ERSE refere que presentemente não existem evidências claras que apontem para o sucesso de um modelo de *Open Season* às infraestruturas do presente projeto, sendo desejável promover uma discussão prévia antes de avançar formalmente para este tipo de mecanismo.

Refira-se ainda que a eventualidade de otimizar as infraestruturas existentes no SPN, em particular as instalações da Galp Energia e da Repsol em Sines, deve ser fundamental. Esta medida promove a racionalidade técnica e económica da logística do SPN e deve ser discutida em simultâneo com a prossecução deste projeto. Deverão ainda ser consideradas outras propostas que considerem alternativas ao Porto de Sines, nomeadamente nos portos de Lisboa e Setúbal.

CONCLUSÕES

Apesar do contexto de forte contração relativamente à procura de produtos petrolíferos no SPN, é possível retirar conclusões do estudo custo-benefício do projeto de construção de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines e respetiva ligação ao oleoduto existente entre Sines e a instalação de Aveiras de Cima da CLC. Apontam-se como principais conclusões as seguintes:

- Obtêm-se custos específicos para utilização das infraestruturas do projeto acima das tarifas mínimas praticadas pela CLC, relativamente às instalações de Aveiras de Cima, e acima dos custos de referência publicados pela ENSE no seu portal para as infraestruturas de logística.

Contudo, os custos específicos obtidos, à exceção dos associados à mobilização de gasolina IO98, são razoavelmente competitivos, sobretudo se considerarmos que as instalações existentes no SPN estão quase integralmente amortizadas e, no caso da CLC, as instalações de Aveiras de Cima têm rotações elevadas e custos de operação favoráveis.

- A transferência de atividade entre as instalações existentes no SPN e as infraestruturas do projeto acarretam benefícios pelos custos evitados relativamente a instalações que perdem a atividade e pela redução dos custos de transporte rodoviário por camião-cisterna devido à aproximação entre a logística e o retalho.

Neste caso os benefícios superam os custos, ou seja, a redução das distâncias a percorrer no transporte rodoviário supera os custos específicos das instalações do projeto. Refira-se a este propósito que 100 km de distância adicional no transporte por camião cisterna representam um acréscimo de aproximadamente 0,89 cêntimos de euro, por litro de combustível, na cadeia de valor. Este valor excede em aproximadamente 60% o custo médio de referência apurado pela ENSE para a logística (descarga + armazenamento), o que demonstra a importância para os operadores do acesso efetivo às instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos a norte, centro e sul.

Porém as quantidades suscetíveis de gerar estes benefícios são pequenas – correspondem às transferências de atividade das instalações na Gafanha da Nazaré, e da Alkion, no Barreiro, para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

- A maior parcela da utilização das infraestruturas do projeto corresponde a quantidades que deixam de ser introduzidas no mercado nacional por intermédio do aparelho refinador nacional, passando a ser importadas através da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

Para estas quantidades o benefício terá que advir dos ganhos nas importações face aos preços ex-refinaria de Sines, ou seja, estes ganhos têm que pagar os custos das novas infraestruturas.

Verificou-se na análise de sensibilidade à função Benefícios – Custos que o parâmetro crítico é efetivamente os benefícios conseguidos com as importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines

Para o CNP, a função Benefícios – Custos fica positiva para benefícios relacionados com as importações na ordem 0,976 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e 1,085 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL (propano e butano). Para o CPA estes valores reduzem para os 0,862 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos e para os 0,948 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL. Para o CDS tornam-se necessário ganhos maiores nas importações, de 1,255 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos e a 1,381 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL.

Como seria de esperar, verifica-se que o resultado do projeto é tanto melhor quanto maior forem as previsões de evolução da procura de produtos petrolíferos no SPN.

O projeto depende muito da possibilidade de se gerarem ganhos nas importações face aos preços do aparelho refinador nacional, sendo que esses ganhos devem ser sustentáveis a médio/longo prazo.

As incertezas quanto à evolução do SPN sugerem a implementação de instrumentos de gestão de risco como os mecanismos de *Open Season* já descritos.

Importa, contudo, ter presente que a Galp Energia e, em parte, a Repsol terão menos apetência a participar num *Open Season* uma vez que têm infraestrutura própria redundante a este projeto. Este aspeto, associado às já referidas incertezas, em particular a dificuldade em apontar benefícios a médio prazo, poderá por em causa o sucesso de um *Open Season*.

Perante esse desfecho, é razoável apontar para outras possíveis medidas, entre as quais o incentivo ao acesso negociado às infraestruturas existentes em Sines, designadamente na Refinaria de Sines e na fábrica da Repsol Polímeros.

O acesso negociado às instalações existentes em Sines deve salvaguardar a continuidade das atividades que aí decorrem, sem a criação de constrangimentos operacionais para os seus operadores, e deve prever uma retribuição justa pelos serviços prestados.

Nessa medida, no caso de se obterem preços alinhados com os que presentemente são praticados nas instalações de logística existentes no SPN, para os quais os custos de referência publicados pela ENSE são uma *proxy*, encontrar-se-ia uma posição de equilíbrio no qual haveria ganhos partilhados por todos. Os preços obtidos por intermédio do acesso negociado seriam inferiores aos que se apresentaram na Figura 6 e o risco relativo a custos afundados com a concretização deste projeto seria eliminado. Por outro lado, numa situação de retração da procura de produtos perolíferos no SPN, os operadores das infraestruturas existentes em Sines reduzem os riscos eventuais de, no médio prazo, ficarem com instalações ociosas.

Do ponto de vista ambiental a otimização das infraestruturas existentes, em detrimento de construção de instalações redundantes, é sempre uma opção mais sustentável.

1 INTRODUÇÃO

Nos termos dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, segundo a redação que lhe foi atribuída pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho¹⁸, foram conferidas a esta Entidade Reguladora as atribuições de regulação e supervisão dos setores do gás de petróleo liquefeito (GPL), dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis.

Por sua vez, segundo o disposto no artigo 242.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano 2019, estabeleceu-se que a ERSE fica incumbida da elaboração de uma análise custo-benefício do impacto do projeto de ligação, por oleoduto, da refinaria de Sines ao Porto de Sines.

Refira-se ainda que a Autoridade da Concorrência (AdC) no seu relatório de *Análise ao Setor dos Combustíveis Líquidos Rodoviários em Portugal Continental*, de maio de 2018, fez as seguintes recomendações:

- ao Governo “proceda à aprovação dos atos necessários à criação de condições com vista a assegurar a ligação do oleoduto – que une atualmente a refinaria de Sines à CLC – ao Porto de Sines”;
- e à APS – Administração do Porto de Sines, S.A. “o lançamento de um concurso público internacional para a construção de depósitos de importação em Sines ligados ao porto e ao oleoduto da CLC e que nesse concurso público, seja reservada capacidade relevante para a construção de depósitos de importação a operadores sem posição dominante ao nível dos depósitos de importação e de distribuição secundária na zona sul do país.”

Posteriormente o Governo publicou a *Estratégia de Longo Prazo para a Neutralidade Carbónica da Economia Portuguesa em 2050* (RNC2050), no qual se prevê uma forte contração da procura primária de produtos derivados de petróleo, com particular ênfase para o setor dos transportes no qual se prevê que em 2050 o consumo de combustíveis rodoviários em Portugal seja marginal.

¹⁸ A redação mais recente dos Estatutos da ERSE foi, entretanto, dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

As metas do RNC2050 estão coerentes com as trajetórias já apontadas pela Agência Internacional de Energia (AIE), publicadas e quantificadas no seu *World Energy Outlook 2018* (WEO 2018), nas quais o Cenário Novas Políticas (CNP)¹⁹ prevê para a União Europeia (EU) uma contração da procura em produtos petrolíferos, até 2040, superior a 40%.

O RNC2050 prevê no ano 2050, no cenário mais ambicioso, uma redução da procura primária em produtos derivados do petróleo de 84,8% face a 2020.

Tendo em linha de conta estes aspetos, avançar para a construção de armazenagem para importação de produtos petrolíferos no Porto de Sines, associado a um troço de oleoduto redundante à infraestrutura existente, é uma decisão de alto risco e, nessa medida, é solicitado um estudo prévio de análise custo-benefício a um projeto de implementação de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines, bem como à ligação desta nova instalação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e a instalação de Aveiras de Cima, da CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A. (CLC).

1.1 SITUAÇÃO ATUAL E CONDICIONALISMOS

O Porto de Sines dispõe de um Terminal de Granéis Líquidos (TGL), operado pela CLT – Companhia Logística de Terminais Marítimos, S.A. (CLT), a qual integra o Grupo Galp Energia, SGPS, S.A. (doravante apenas Galp Energia).

A CLT opera o TGL do Porto de Sines em regime de Serviço Público, estando salvaguardado o acesso a terceiros em condições transparentes e não discriminatórias, com um enquadramento regulamentar próprio aprovado pela APS. Porém, a única infraestrutura servida por este equipamento até 2018 era a Refinaria de Sines.

¹⁹ O CNP é um cenário intermédio, com metas mais ambiciosas do ponto de vista ambiental do que o Cenário Políticas Atuais (CPA), porém, aquém do Cenário Desenvolvimento Sustentável (CDS).

O CNP leva em linha de conta os amplos compromissos políticos e os planos anunciados por vários países a nível global, incluindo os objetivos nacionais de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa e os programas de abandono progressivo a energias fósseis, admitindo que as medidas para concretizar esses compromissos estão ainda por identificar na maior parte dos estados. Assume-se que estes serão implementados de forma bastante tímida, devido ao seu carácter não vinculativo e, em muitos casos, às incertezas quanto à forma de concretizá-los.

Na UE considera-se que as tendências do CNP já materializam um nível de ambição razoável.

Com efeito, o TGL do Porto de Sines recebe crude e produtos intermédios para a refinaria e, igualmente, serve como interface para a trasfega de produtos derivados do petróleo entre os navios tanque e as instalações de armazenagem associadas à refinaria.

Nesse contexto, a Galp Energia encontra-se em condições de fazer importação de derivados do petróleo no TGL do Porto de Sines, com os seus próprios meios, enquanto os outros operadores dependem operacionalmente da sua armazenagem, apesar de terem acesso às instalações portuárias.

Adicionalmente, as partidas de produtos petrolíferos via oleoduto para as instalações de Aveiras de Cima, da CLC, era realizado até 2018 exclusivamente a partir da Refinaria de Sines. Apesar de a CLC, operar as instalações de Aveiras de Cima em regime de acesso negociado, a colocação de produto nas instalações da CLC depende do acesso às instalações da Refinaria de Sines.

A partir de 2018 o grupo Repsol (doravante apenas Repsol) passou a operar uma instalação de armazenagem/expedição de gasóleo na fábrica da Repsol Polímeros, S.A. (Repsol Polímeros), estando esta instalação ligada ao Porto de Sines e ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima. Nessa medida, apesar de a instalação da Repsol ser monoproduto, a Galp Energia deixou de ser o único operador com infraestrutura própria para importar produtos petrolíferos em Sines.

O projeto de implementação de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines, bem como a ligação desta nova instalação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e a instalação de Aveiras de Cima da CLC visa a abertura da importação de derivados do petróleo no TGL do Porto de Sines, bem como cria condições operacionais em Sines para os operadores que atualmente não têm logística no sul de Portugal.

Assim, para além dos aspetos operacionais, uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines pode trazer benefícios ao SPN se o custo das importações for inferior às cotações *ex-refinaria* de Sines praticadas pela Galp Energia²⁰.

Do ponto de vista operacional a implementação deste projeto obriga a estudos técnicos adicionais que devem analisar a interoperacionalidade entre as novas infraestruturas e as existentes, em particular a

²⁰ Os benefícios podem ser materializados através das diferenças entre os preços *ex-refinaria* de Sines e o custo das importações ou ainda, no caso de ajustamento para baixo dos preços *ex-refinaria* acoplando-os ao custo das importações.

articulação entre estas e o TGL do Porto de Sines e, ainda, a forma como se poderá programar e operar de forma partilhada o oleoduto multiproduto entre Sines e Aveiras de Cima.

No que respeita ao TGL do Porto de Sines, parte-se do princípio, não confirmado tecnicamente, que poderá ser partilhada a utilização das infraestruturas portuárias sem investimentos adicionais consideráveis. Este aspeto é muito relevante, sendo que a implementação deste projeto não deve criar constrangimentos inaceitáveis para o funcionamento da Refinaria de Sines, a qual desempenha um papel estruturante na segurança de abastecimento do SPN.

Por outro lado, a partilha da utilização do oleoduto multiproduto entre Sines e Aveiras de Cima deve salvaguardar o cumprimento das regras básicas de operação plasmadas na Norma Técnica da CLC²¹, em particular a sequência na bombagem de produtos petrolíferos para o oleoduto²², imposta por razões de compatibilidade entre produtos base, e as quantidades mínimas das partidas, entre outras.

²¹ Norma Técnica da CLC publicada em:
http://www.clc.pt/DocsCLC/2019/CLC_Norma_Tecnica.pdf

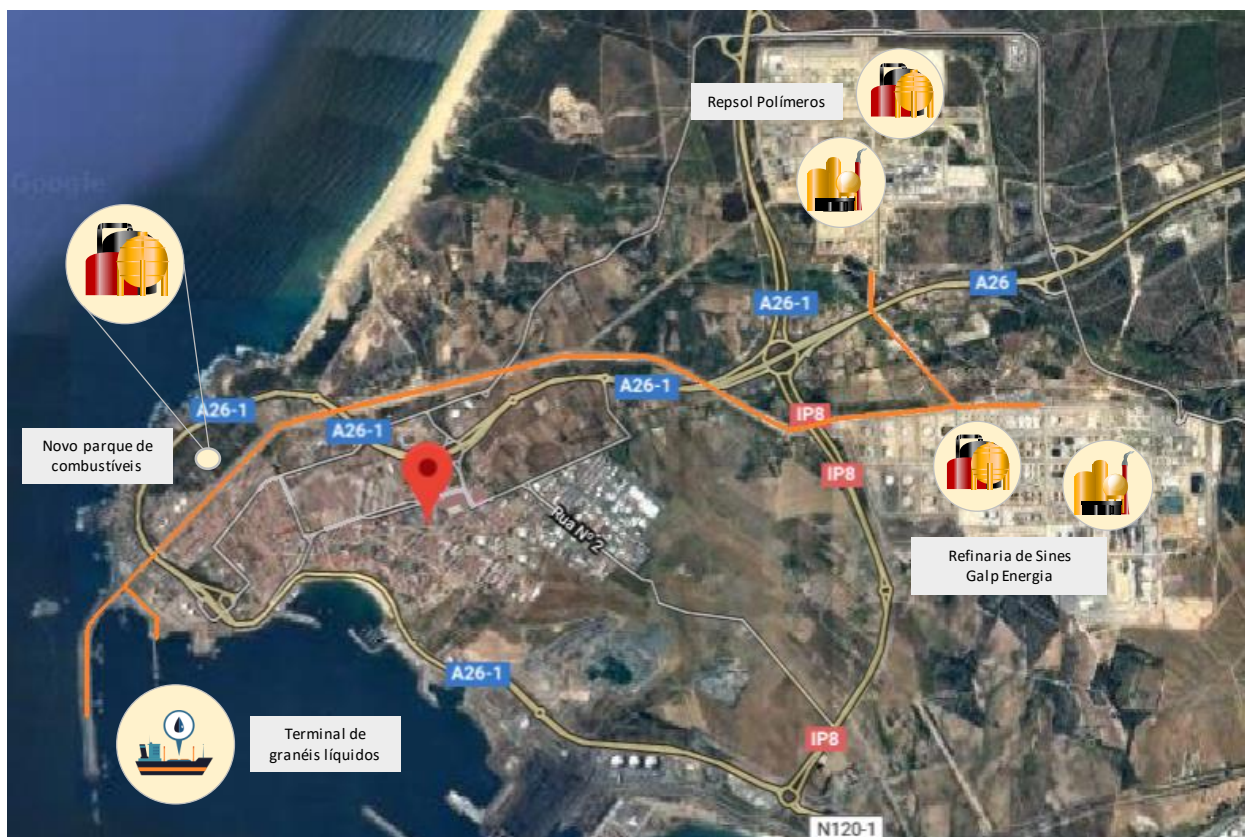
²² A sequência de produtos nas operações de bombagem para o oleoduto multiproduto deve ser a seguinte:

gasóleo – gasolina – butano – propano – butano – gasolina – gasóleo – Jet A1 – gasóleo

De forma a ser permitida incorporação dos produtos interface, a rotação dos produtos nos tanques de produtos interface e a maximização da operacionalidade da CLC, as quantidades mínimas aceites de produto base por partida são as seguintes:

a) Gasolina: 8 000 m³; b) Gasóleo: 18 000 m³; c) Jet A1: 8 200 m³; d) Propano: 3 100 m³; e) Butano: 800 m³.

Figura 1-1 – Infraestrutura de logística de produtos petrolíferos em Sines (TGL do Porto de Sines; nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos; Refinaria de Sines; Petroquímica Repsol-Polímeros)



Para além dos aspetos operacionais, a implementação deste projeto acarreta impactes ambientais relevantes. Se por um lado, a construção de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines acarreta benefícios inerentes à criação de uma atividade económica que cria emprego direto, por outro lado, a construção de infraestruturas de logística de produtos petrolíferos também induz inevitavelmente um conjunto de impactes ambientais negativos que devem ser analisados e quantificados em sede própria.

Importa ainda sublinhar que uma decisão de construção de nova infraestrutura de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no SPN, sem estar associada ao descomissionamento de instalações, cria a perceção pública de que se está a promover a expansão do SPN, o que é contraditório com a estratégia do RNC2050.

1.2 METODOLOGIA DO ESTUDO

O estudo custo-benefício ao projeto da implementação de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines, bem como à ligação desta nova instalação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e a instalação de Aveiras de Cima da CLC seguiu uma metodologia na qual foram realizadas as seguintes tarefas:

- a) Análise da evolução da procura em produtos petrolíferos no SPN durante esta década, com ênfase para os últimos três anos (entre 2016 e 2018);
- b) Análise da envolvente macroeconómica relativamente ao setor dos produtos derivados do petróleo, em particular as tendências globais, as perspetivas de evolução no espaço da UE e as estratégias previstas para a economia nacional apontadas no RNC2050;
- c) Criação de três cenários de evolução da procura interna em produtos derivados do petróleo, coerentes com a análise do ponto anterior *b*);
- d) A caracterização das infraestruturas do SPN, tanto do ponto de vista técnico como a respetiva atividade nos últimos três anos;
- e) Criação de um cenário no qual é estimada a utilização futura das infraestruturas do projeto, baseado na transferência de atividade entre infraestruturas existentes no SPN e as novas, aplicando-lhe as três tendências de evolução da procura no SPN referidas em *c*), ajustadas à escala do projeto;
- f) Dimensionamento e orçamentação das infraestruturas do projeto, aplicando critérios coerentes com a Norma Técnica da CLC²³ e de acordo com estudos de *benchmark* internacionais para instalações similares;
- g) Análise dos custos do projeto, incluindo, nomeadamente, os custos específicos por produto e os custos totais, para o horizonte temporal para o qual a análise é quantitativa (entre 2025 a 2040), etc.;

²³ Ver 4.

- h) Análise de sensibilidade aos custos do projeto, incluindo a remuneração dos capitais investidos, os custos de investimento (CAPEX) e os custos operacionais fixos (OPEX fixo);
- i) Análise dos benefícios do projeto, incluindo (i) os custos evitados com a transferência de atividade entre instalações do SPN, (ii) os custos evitados com o transporte rodoviário por camião cisterna por aproximação da logística ao retalho e (iii) os eventuais benefícios resultantes da criação de condições para a importação de produtos petrolíferos no TGL do Porto de Sines por todos os operadores em atividade no SPN;
- j) Análise de sensibilidade aos benefícios do projeto apontados em i);
- k) Análise dos instrumentos de gestão de risco do projeto, em particular os que resultam da realização de mecanismos do tipo *Open Season*;
- l) Análise global e conclusões do estudo, apontando sugestões possíveis para a continuidade do projeto.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

O documento do estudo custo-benefício ao projeto está organizado de uma forma semelhante à metodologia adotada (descrita no ponto 1.2).

No capítulo 2 são apresentadas as introduções a consumo de produtos petrolíferos no mercado nacional, para os últimos três anos, discriminando os produtos e os operadores obrigados a reportar as introduções a consumo.

Seguidamente, no capítulo 3, são reportadas as tendências previstas pela AIE, no WEO 2018, designadamente o Cenário Novas Políticas (CNP), o Cenário Políticas Atuais (CPA) e o Cenário Desenvolvimento Sustentável (CDS) aplicados à UE, do qual se extrapola um comportamento similar até 2040. A partir desse ano aplicam-se ao projeto as metas do RNC2050 até 2050.

O capítulo 4 apresenta a caracterização das infraestruturas de receção, armazenagem e expedição de produtos petrolíferos no SPN, os quais materializam o que de uma forma simplificada se designa por infraestrutura de logística.

No capítulo 5 é estimada a utilização futura das infraestruturas do projeto (entre 2025 e 2040), de forma a que no capítulo seguinte seja apresentado o seu dimensionamento e orçamentação (investimento inicial e custos de operação).

Nos capítulos 7 e 8 são apresentadas a análise dos custos e a análise dos benefícios, respetivamente. Estas análises têm uma componente quantitativa substancial no período de 2025 a 2040, passando a ter uma abordagem simplificada para o período 2041 a 2050, por se entender que as incertezas decorrentes da forte contração da procura prevista no RNC2050 não permitem apontar previsões sobre a utilização das infraestruturas do projeto com a necessária credibilidade.

O capítulo 9 apresenta a comparação entre custos e benefícios e apresenta uma análise de sensibilidade aos parâmetros mais críticos do projeto, para os quais as incertezas são maiores.

No capítulo 10 são discutidos os instrumentos de gestão de risco, em particular os mecanismos de *Open Season*. Estes processos têm como finalidade limitar os riscos para os consumidores, para os operadores das infraestruturas e, também, para o concedente, através de mecanismos de subscrição nos quais os utilizadores se comprometem de uma forma vinculativa a utilizar e pagar o uso de novas grandes infraestruturas. Em projetos de elevado risco, como parece ser o caso deste, os *Open Season* podem funcionar como desbloqueadores de investimentos.

No capítulo 11 são tecidas algumas considerações no que respeita ao impacto ambiental deste projeto, distinguindo os aspetos macro que resultam das metas estabelecidas no RNC2050 relativamente a aspetos específicos que devem estar na esfera do Estudo de Impacte Ambiental (EIA) e da respetiva avaliação.

Por fim, no capítulo 12, são apresentadas as conclusões do estudo, em particular os fatores determinantes para que o projeto traga benefícios para o SPN e que os mesmos possam ser percebidos pelos consumidores.

2 INTRODUÇÃO A CONSUMO

As quantidades de produtos petrolíferos mensalmente introduzidas no mercado nacional, diretamente ou por interposta entidade, são reportadas pelos operadores obrigados, através do Balcão Único da Energia.

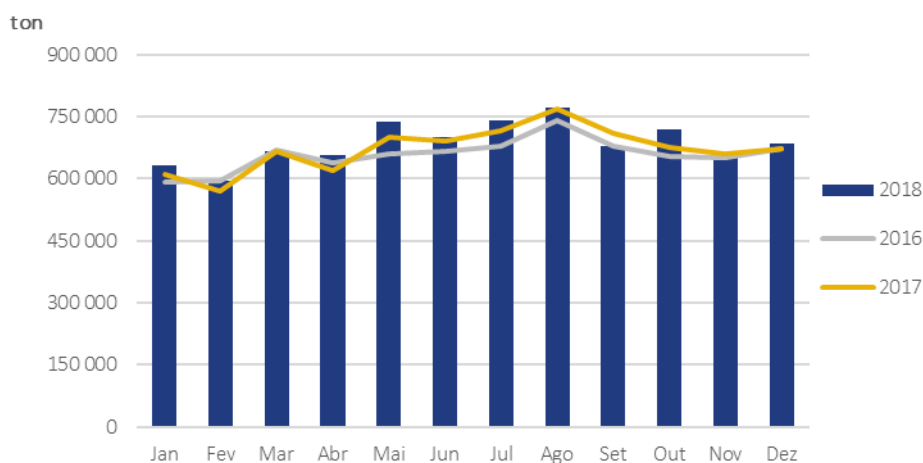
O cabaz de produtos petrolíferos objeto de reporte é constituído por gasolinas, gasóleos, gases de petróleo liquefeito (GPL), jet, fuelóleo e um conjunto de produtos derivados do petróleo cujas quantidades introduzidas a consumo são de menor expressão.

As quantidades introduzidas a consumo, totais e por produto, são apresentadas no subcapítulo seguinte.

2.1 EVOLUÇÃO DAS INTRODUÇÕES A CONSUMO DE PRODUTOS PETROLÍFEROS NO MERCADO NACIONAL

A Figura 2-1 apresenta as quantidades totais de produtos petrolíferos introduzidos a consumo no mercado nacional, para os anos 2016 a 2018, com discriminação mensal.

Figura 2-1 – Quantidades totais de produtos petrolíferos introduzidos no mercado nacional



Fonte: Balcão Único da Energia

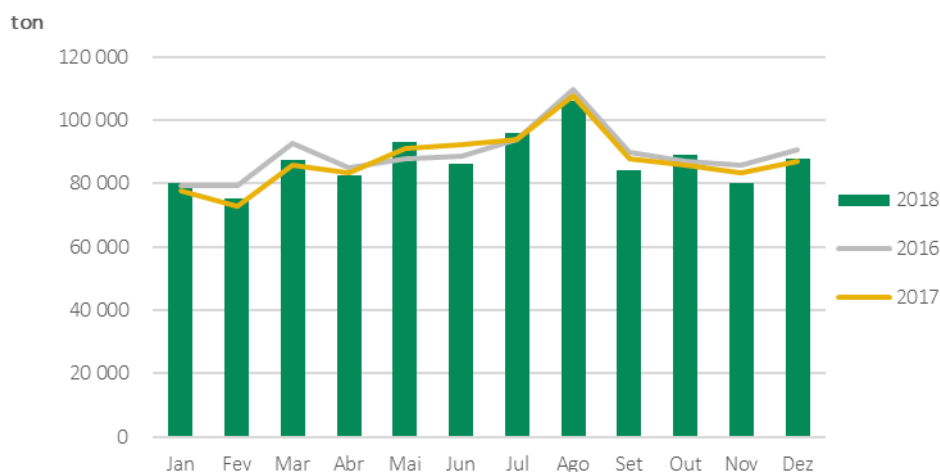
Conforme se apresenta na Figura 2-1, verifica-se um comportamento sazonal nas introduções a consumo de produtos petrolíferos no mercado nacional para os anos reportados. Com efeito, as introduções a consumo em agosto são aproximadamente 30% superiores às reportadas para o mês onde se regista a menor atividade (fevereiro).

Observou-se ainda um crescimento das introduções a consumo de 2016 para 2018. Durante o ano de 2017 registou-se uma subida de +2,09% face ao reportado no ano de 2016 e, no ano seguinte, a tendência manteve-se com um valor de +2,20%.

2.1.1 GASOLINA: -0.14% FACE A 2017

A Figura 2-2 apresenta as introduções a consumo de gasolinas no mercado nacional, para os anos 2016 a 2018, com discriminação mensal.

Figura 2-2 – Introduções a consumo de gasolinas



Fonte: Balcão Único da Energia

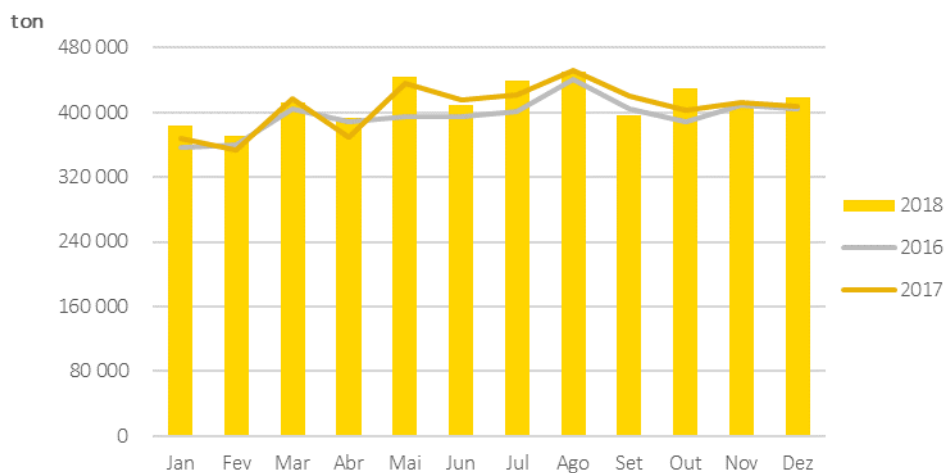
As introduções ao consumo de gasolinas apresentam um comportamento sazonal idêntico ao já observado para as quantidades totais de produtos petrolíferos introduzidos no mercado nacional (ver Figura 2-1), sendo as diferenças entre as quantidades reportadas nos meses de maior e menor atividade, agosto e fevereiro respetivamente, mais expressiva no caso das gasolinas (aproximadamente 40% das quantidades reportadas em fevereiro).

As introduções a consumo de gasolinas têm vindo a descer nos últimos três anos, com variações de -0,14% e -1,96%, de 2017 para 2018 e de 2016 para 2017, respetivamente.

2.1.2 GASÓLEO: +1.68% FACE A 2017

A Figura 2-3 apresenta as introduções a consumo de gasóleos no mercado nacional, para os anos 2016 a 2018, com discriminação mensal.

Figura 2-3 – Introduções a consumo de gasóleos



Fonte: Balcão Único da Energia

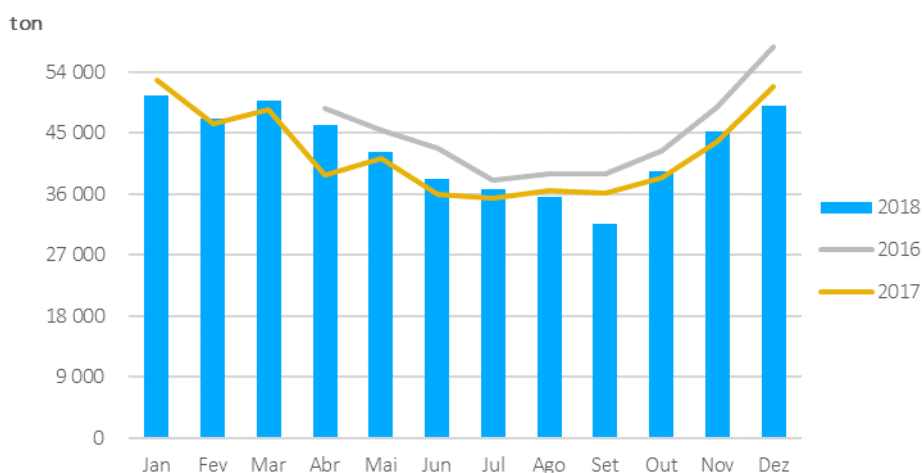
À semelhança das gasolinas, as introduções ao consumo de gasóleos apresentam um comportamento sazonal (ver Figura 2-2), com quantidades reportadas mais altas em agosto e mais baixas em fevereiro.

Contrariamente à tendência observada nas gasolinas, as introduções a consumo nos gasóleos cresceram nos últimos três anos, com variações de +1,68% e +2,69%, de 2017 para 2018 e de 2016 para 2017, respetivamente.

2.1.3 GPL: +1.24% FACE A 2017

A Figura 2-4 apresenta as introduções a consumo dos gases de petróleo liquefeito (GPL) no mercado nacional, para os anos 2016 a 2018, com discriminação mensal²⁴.

Figura 2-4 – Introduções a consumo dos GPL



Fonte: Balcão Único da Energia

As introduções a consumo dos GPL apresentam um comportamento marcadamente sazonal, ainda que totalmente diverso do observado para as gasolinas e para os gasóleos. As quantidades de GPL introduzidas no mercado são elevadas nos meses de inverno (de dezembro a março), registando mínimos nos meses de verão (de julho a setembro). No ano de 2018, as quantidades reportadas em dezembro foram aproximadamente 55% superiores face ao mínimo observado em setembro.

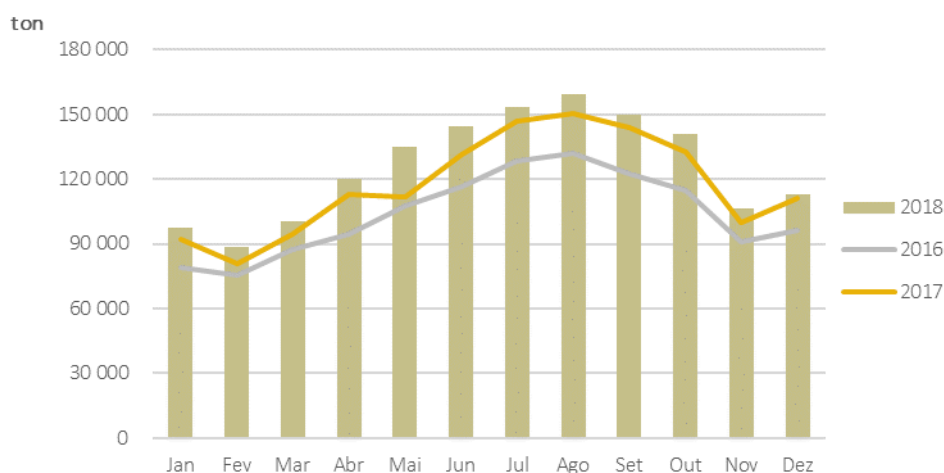
De 2018 para 2017, as introduções a consumo dos GPL aumentaram +1,24%. Porém, de 2016 para 2017, apesar de não existirem dados relativos à totalidade do ano 2016, notou-se uma redução significativa das introduções a consumo nos meses em que as quantidades foram reportadas no Balcão Único da Energia.

²⁴ No ano 2016 apenas foi possível obter a partir do Balcão Único da Energia as evoluções a consumo de GPL a partir do mês de abril.

2.1.4 JET: +7,17% FACE A 2017

A Figura 2-5 apresenta as introduções a consumo de jet no mercado nacional, para os anos 2016 a 2018, com discriminação mensal.

Figura 2-5 – Introduções a consumo de jet



Fonte: Balcão Único da Energia

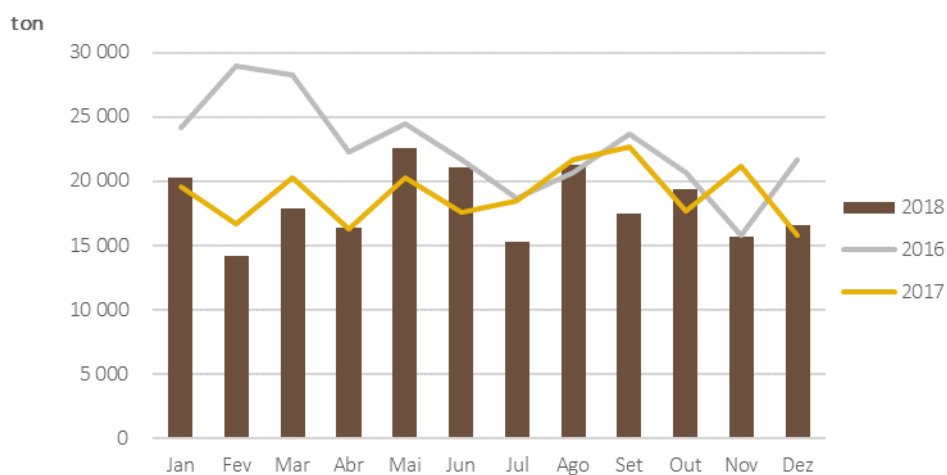
As introduções a consumo de jet apresentam também um comportamento marcadamente sazonal, com máximos em agosto e mínimos em fevereiro. Este comportamento, ainda que semelhante ao observado para as gasolinas e gasóleos, é bastante mais acentuado. No ano de 2018, as quantidades de jet introduzidas a consumo no mês de agosto foram cerca de 80% superiores às introduções reportadas em fevereiro.

As introduções a consumo de jet cresceram significativamente nos últimos três anos, com variações de +7,17% e +13,01%, de 2017 para 2018 e de 2016 para 2017, respetivamente.

2.1.5 FUELÓLEO: -4,41% FACE A 2017

A Figura 2-6 apresenta as introduções a consumo de fuelóleo no mercado nacional, para os anos 2016 a 2018, com discriminação mensal.

Figura 2-6 – Introduções a consumo de fuelóleo



Fonte: Balcão Único da Energia

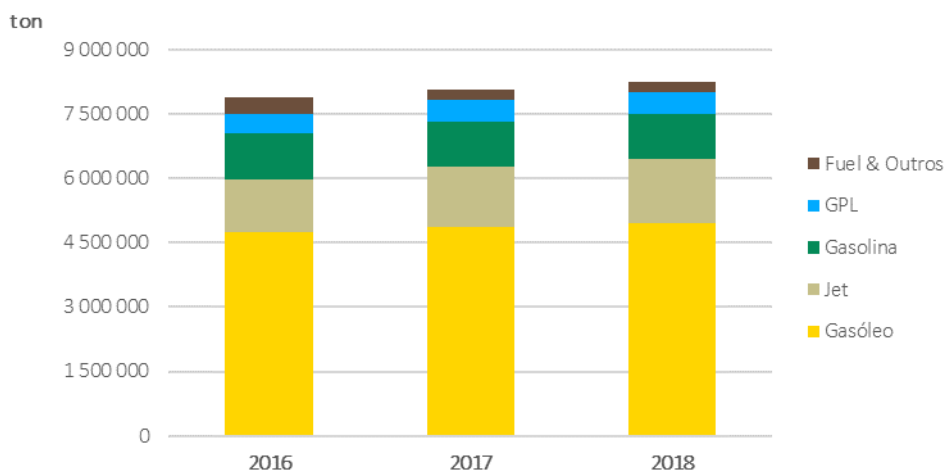
As introduções a consumo do fuelóleo têm decrescido significativamente nos últimos três anos, com variações de -4,41% e -15,85%, de 2017 para 2018 e de 2016 para 2017, respetivamente.

2.2 SÍNTESE DAS INTRODUÇÕES A CONSUMO ANUAIS DE PRODUTOS PETROLÍFEROS NO MERCADO NACIONAL

2.2.1 DESAGREGAÇÃO POR PRODUTO

As introduções a consumo de produtos petrolíferos no mercado nacional, nos anos 2016 a 2018, desagregadas por produto são apresentadas na Figura 2-7.

Figura 2-7 – Desagregação das introduções a consumo anuais por produto



Fonte: Balcão Único da Energia

Da análise da Figura 2-7 constata-se que de entre os produtos petrolíferos introduzidos a consumo no mercado nacional os gasóleos são os derivados do petróleo com maior expressão, representando aproximadamente 60% do total.

O cabaz de quatro produtos, constituído pelos combustíveis líquidos brancos (gasóleos, gasolinas e jet) e pelos GPL, representaram no ano 2018 a grande maioria das introduções a consumo no mercado nacional, com 97,3% do total. Futuramente espera-se que este valor possa aumentar, sobretudo se atendermos a redução expectável do consumo de fuelóleo, alinhada com o histórico de 2016 para 2018 reportado em 2.1.5.

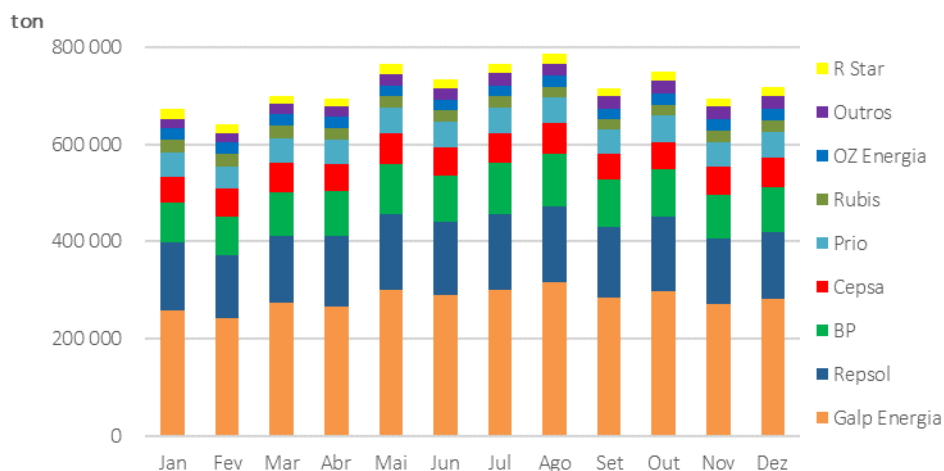
O crescimento das introduções a consumo do cabaz de gasóleos, gasolinas, jet e GPL, de 2016 para 2018, foi de 6,7%, maioritariamente concretizado à custa do jet e, com uma menor expressão, dos gasóleos. As introduções de gasolinas, conforme referido em 2.1.1, têm vindo a decrescer nos últimos três anos, porém, será provável que futuramente, à semelhança das tendências para verificadas para outros países da União Europeia, as gasolinas venham a sofrer uma redução menor que os gasóleos no processo de transição energética.

No ano 2018, verificaram-se as seguintes composições do cabaz de derivados apresentado na Figura 2-7: gasóleos 60,1%, jet 18,3%, gasolinas 12,7%, GPL 6,2%, fuelóleo e outros 2,7%.

2.2.2 DESAGREGAÇÃO POR OPERADOR

As introduções a consumo de produtos petrolíferos no mercado nacional, no ano 2018, com detalhe mensal e desagregadas por operador são apresentadas na Figura 2-8.

Figura 2-8 – Totais de introduções a consumo por operador para o ano 2018



Fonte: Balcão Único da Energia

Da análise da Figura 2-8 observa-se que o operador que mais introduções a consumo de produtos petrolíferos realiza no mercado é a Galp Energia, tendo, no ano 2018, sido responsável por 39,1% do total nacional.

Verifica-se também que, agregadamente, as quatro maiores companhias, designadamente a Galp Energia, a Repsol, a BP e a Cepsa, foram responsáveis por 80,6% das introduções a consumo de produtos petrolíferos no mercado nacional em 2018. Estas companhias, para além de terem uma presença muito forte no mercado retalhista nacional, são igualmente as que têm atividade de refinação na Península Ibérica.

A Prio, a OZ Energia e a Rubis, apesar de não terem refinação na península ibérica, dispõem de terminais de receção, armazenagem e expedição de produtos petrolíferos (casos da Prio e da OZ Energia) ou estão presentes no capital de infraestruturas com atividades similares (caso da Rubis). Estas três companhias representam em agregado 13,7% das introduções a consumo de produtos petrolíferos no mercado nacional. Refira-se ainda que a Rubis tem a sua atividade concentrada na importação, logística e comercialização de GPL, nas formas de engarrafado, canalizado e a granel.

As companhias com atividade a montante do retalho, designadamente a Galp Energia, a Repsol, a BP, a Cepsa, a Prio, a OZ Energia e a Rubis representaram 94,2% das introduções a consumo no mercado nacional, no ano 2018.

As empresas que apenas estão presentes no mercado retalhista, sem uma infraestrutura logística própria a montante, foram responsáveis por 5,8% das introduções a consumo de produtos petrolíferos no mercado nacional, no ano 2018.

3 TENDÊNCIAS

3.1 TENDÊNCIAS PARA A PROCURA DE PETRÓLEO E PRODUTOS DERIVADOS NA UNIÃO EUROPEIA

A Agência Internacional de Energia (AIE) publicou através do seu *World Energy Outlook 2018* (WEO 2018) as projeções e as análises para a procura de energia, incluindo a procura de petróleo e produtos derivados por região, até ao ano 2040.

A AIE apresentou no WEO 2018 projeções baseadas em três cenários, designadamente: (i) Políticas Atuais, (ii) Novas Políticas e (iii) Desenvolvimento Sustentável.

No cenário de Políticas Atuais (CPA), a AIE, assume a inexistência de políticas que promovam a eficiência energética ou o uso de combustíveis alternativos, bem como ausência de restrições relativamente às quotas da gasolina e gasóleo. O CPA prevê que, em termos relativos, a procura primária através de combustíveis fósseis²⁵ se irá manter sensivelmente constante ao longo do horizonte temporal da projeção, ou seja, no ano 2040, 79% da procura primária global deverá ser suprida através de recursos fósseis, dos quais aproximadamente 29% correspondem ao petróleo.

O Cenário Novas Políticas (CNP) leva em linha de conta os amplos compromissos políticos e os planos anunciados por vários países a nível global, incluindo os objetivos nacionais de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa e os programas de abandono progressivo a energias fósseis, mesmo se ainda estiverem por identificar as medidas para concretizar esses compromissos. Assume-se que estes serão implementados de forma bastante tímida, devido ao seu carácter não vinculativo e, em muitos casos, às incertezas quanto à forma de concretizá-los. A procura global de energia aumentará 27%, de 2017 para 2040, devido principalmente ao aumento dos padrões de vida e crescimento populacional nos estados em desenvolvimento. O uso de fontes renováveis aumentará significativamente durante este período de tempo.

O Cenário de Desenvolvimento Sustentável (CDS)²⁶ descreve um caminho integrado para atingir três objetivos críticos: estabilização climática, ar mais limpo e acesso universal à energia. Este cenário, ao contrário dos anteriores, parte de resultados pretendidos, em particular, revela de que forma será possível

²⁵ Carvão, gás natural e petróleo.

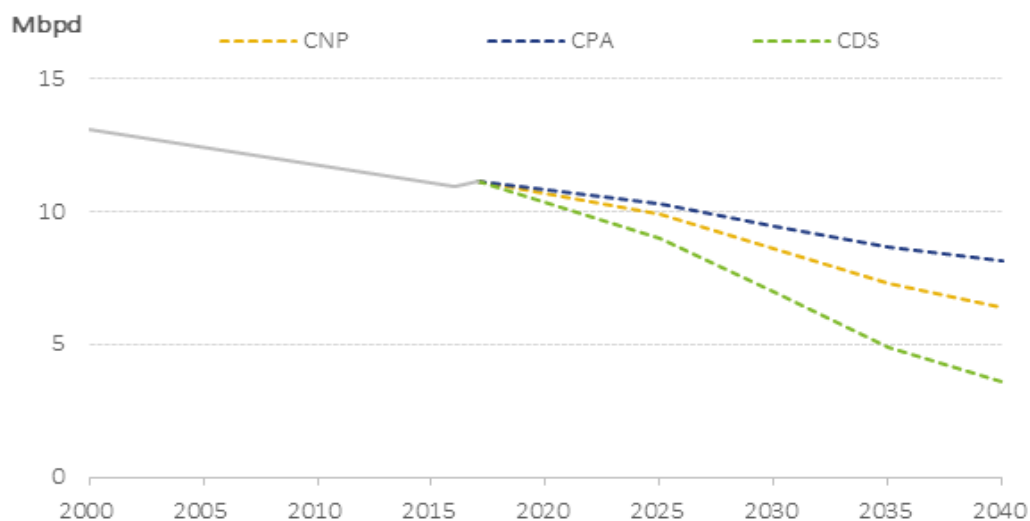
²⁶ Introduzido na edição de 2017 do *World Energy Outlook* (WEO 2017).

atingir o acesso universal à energia em 2030, reduzir para metade as emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) até 2040. Neste cenário, a percentagem de recursos de baixo carbono no *mix* energético duplica para 40% em 2040, a eficiência energética aumenta, a procura de carvão diminui acentuadamente, a produção de energia é descarbonizada e os veículos elétricos são rapidamente integrados.

A procura primária global por petróleo, segundo previsões da AIE, aumentou em 1,3 Mbpd e 1,4 Mbpd em 2018 e 2019, respetivamente (AIE, 2019), maioritariamente alavancada pelo crescimento dos países não-OCDE. Para além dos combustíveis líquidos utilizados no setor dos transportes, a produção de *feedstock* para a indústria petroquímica tem sido um poderoso motor de crescimento para a procura global de petróleo.

A AIE apresenta análises e projeções regionais e, nessa medida, os dados considerados para o presente estudo baseiam-se nos valores apresentados para a Europa e, em particular, para os Estados Membros da União Europeia (UE). Na Figura 3-1 são apresentados, os três cenários da procura de petróleo e produtos derivados, para a UE, entre 2017 e 2040.

Figura 3-1 – Previsão da AIE para a procura de petróleo e produtos derivados na União Europeia até 2040.



Fonte: AIE

Conforme se pode observar na Figura 3-1 todos os cenários apresentados pela AIE para a UE apresentam reduções significativas. Com efeito, os CPA, CNP e CDS apresentam variações em 2040, face ao ano de 2017, de -26,6%, - 42,5% e -67,6%, respetivamente.

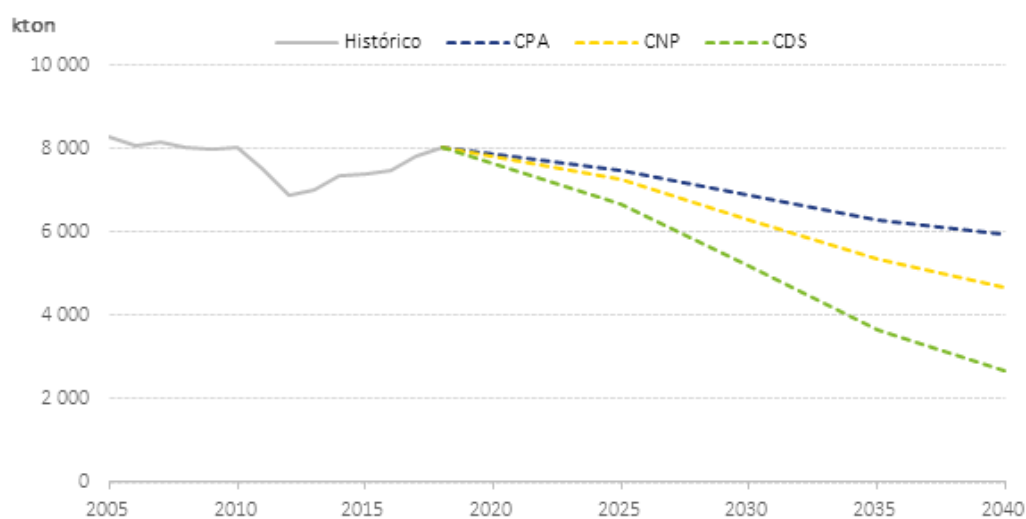
3.2 TENDÊNCIAS DE INTRODUÇÃO A CONSUMO DE PRODUTOS DERIVADOS DO PETRÓLEO EM PORTUGAL

No âmbito do presente estudo, considera-se que os três cenários propostos pela AIE no mais recente WEO 2018, para a UE, podem ser replicados ao contexto nacional.

Assim, na Figura 3-2 é apresentada a previsão da procura de produtos derivados de petróleo para Portugal, entre 2018 e 2040, com base nos três cenários referidos e, no que respeita à evolução da procura entre o ano 2005 e 2018, com base nos dados publicados pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) até 2016 e retirados do Balcão Único da Energia entre 2017 e 2018.

Na Figura 3-2 foram considerados apenas os produtos derivados do petróleo cujas introduções a consumo no mercado nacional tenham sido referidas no capítulo anterior, concretamente, as gasolinas, os gasóleos, os gases de petróleo liquefeito (GPL) e o jet.

Figura 3-2 – Previsão da procura de produtos derivados de petróleo para Portugal até 2040 (tendências AIE)



De acordo com os dados das introduções a consumo reportadas no Balcão Único da Energia, o conjunto de produtos derivados do petróleo constituído por gasóleos, gasolinas, GPL e jet, em Portugal, correspondia a 8 027 kton no ano 2018.

Aplicando ao contexto nacional as tendências apresentadas pela AIE para os CPA, CNP e CDS, prevê-se que no ano 2040 o referido cabaz de produtos derivados do petróleo represente, respetivamente, 5 953 kton, 4 685 kton e 2 678 kton.

O CNP e, sobretudo, o CDS estão alinhados com a determinação europeia para uma sociedade menos dependente dos hidrocarbonetos, que prime pelas energias renováveis, com a remoção gradual da produção e circulação de veículos a gásóleo e a gasolina, bem como a promoção de políticas de incentivo à aquisição de veículos elétricos.

Com efeito, um dos objetivos estratégicos da UE no domínio da ação climática é a descarbonização, sendo que no contexto nacional o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), é destacado como o principal vetor para o atingir, no qual se pressupõe a substituição de combustíveis fósseis por eletricidade na maioria dos setores da economia, nomeadamente no setor dos transportes.

A neutralidade carbónica apenas se consegue atingir com implementação de novas políticas, porém, é necessário ter em linha de conta a dependência e a falta de alternativas viáveis aos produtos derivados de petróleo para a constituição do *mix* energético, sobretudo em alguns segmentos do setor dos transportes, designadamente na aviação comercial para a qual ainda não é possível apontar alternativas que permitam manter os atuais padrões com impactos reduzidos ao nível das emissões dos GEE.

Atendendo aos cenários propostos pela AIE, considerou-se como cenário central do presente estudo o CNP, não obstante terem sido simulados também a aplicação dos CPA e CDS ao contexto nacional.

A Figura 3-2 apresenta a evolução da procura de um cabaz de produtos derivados do petróleo (gasolinas, gásóleos, GPL e jet), porém considerou-se que esta evolução é diferenciada por produtos tendo sido considerado um conjunto de critérios que se descrevem seguidamente:

- Admitiu-se que a procura de jet se mantém constante ao longo do horizonte temporal de 2018 a 2040 por, conforme referido, não se perfilarem alternativas ao consumo deste combustível na aviação comercial.
- Considerou-se que a taxa de decréscimo do consumo de gásóleos seja o dobro da estimada para as gasolinas e GPL, por se considerar que o impacto ambiental da queima do gásóleo excede a que se verificaria no caso das gasolinas e dos GPL.
- O consumo agregado do cabaz (gasolinas, gásóleos, GPL e jet) segue as tendências dos cenários apresentados pela AIE para os estados membros da UE.

Tendo em conta o referido, as Figura 3-3, Figura 3-4 e Figura 3-5 apresentam as previsões da procura de produtos derivados do petróleo, desagregado os produtos do cabaz (gasolinas, gásóleos, GPL e jet), para o cenário central (ou CNP ajustado a Portugal) e para os CPA e CDS também aplicados ao contexto nacional, respetivamente.

Figura 3-3 – Previsão da procura de produtos derivados do petróleo, de acordo com o CNP ajustado ao contexto nacional, com desagregação por produtos, para os anos 2018, 2025, 2030, 2035 e 2040

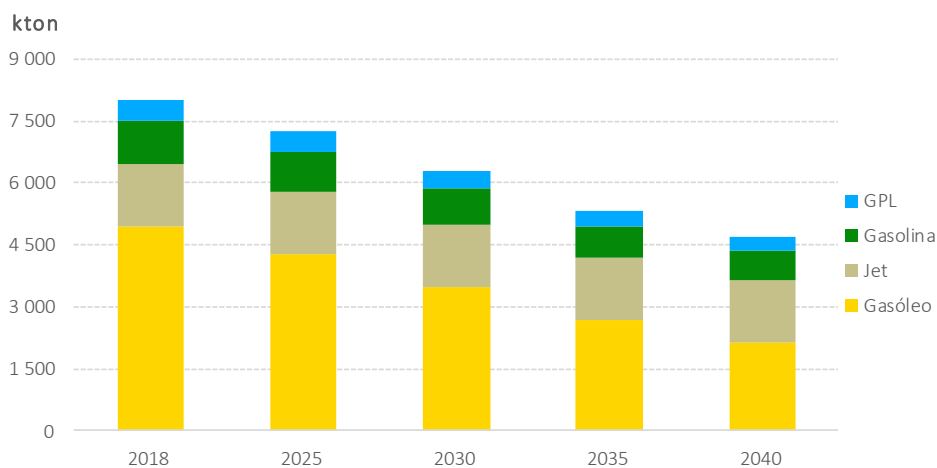


Figura 3-4 – Previsão da procura de produtos derivados do petróleo, de acordo com o CPA ajustado ao contexto nacional, com desagregação por produtos, para os anos 2018, 2025, 2030, 2035 e 2040

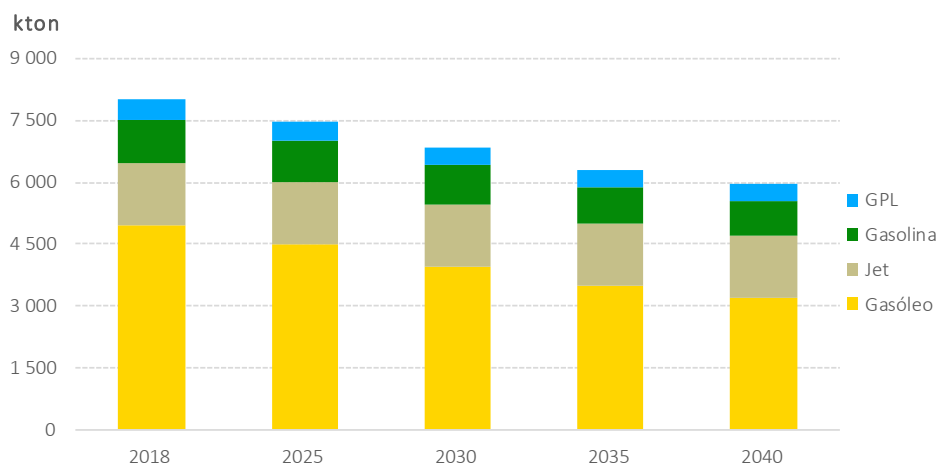
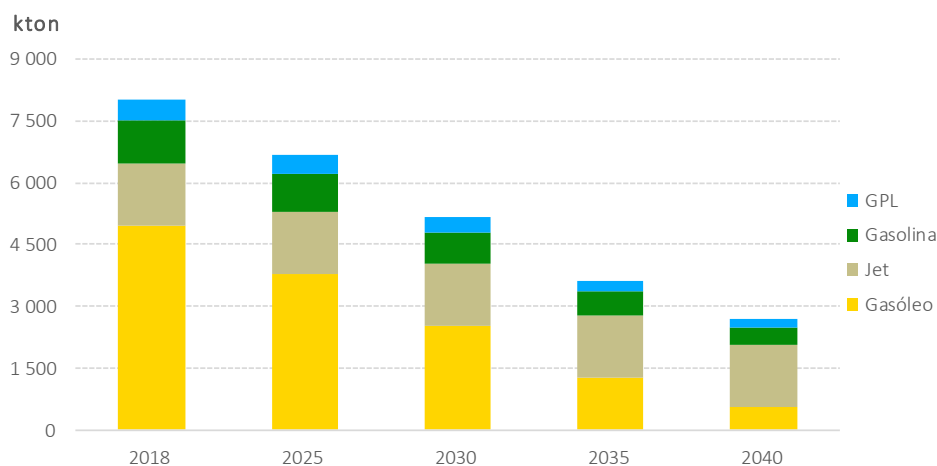


Figura 3-5 – Previsão da procura de produtos derivados do petróleo, de acordo com o CDS ajustado ao contexto nacional, com desagregação por produtos, para os anos 2018, 2025, 2030, 2035 e 2040



Por sua vez as Figura 3-6, Figura 3-7 e Figura 3-8 apresentam a evolução das quotas de produtos derivados do petróleo, designadamente as gasolinas, gasóleos, GPL e jet, para os referidos cenários, a saber: o cenário central (ou CNP ajustado a Portugal), o CPA e o CDS (ambos aplicados ao contexto nacional).

Figura 3-6 – Evolução das quotas de produtos derivados do petróleo, de acordo com o CNP ajustado ao contexto nacional, com desagregação por produtos, para os anos 2018, 2025, 2030, 2035 e 2040

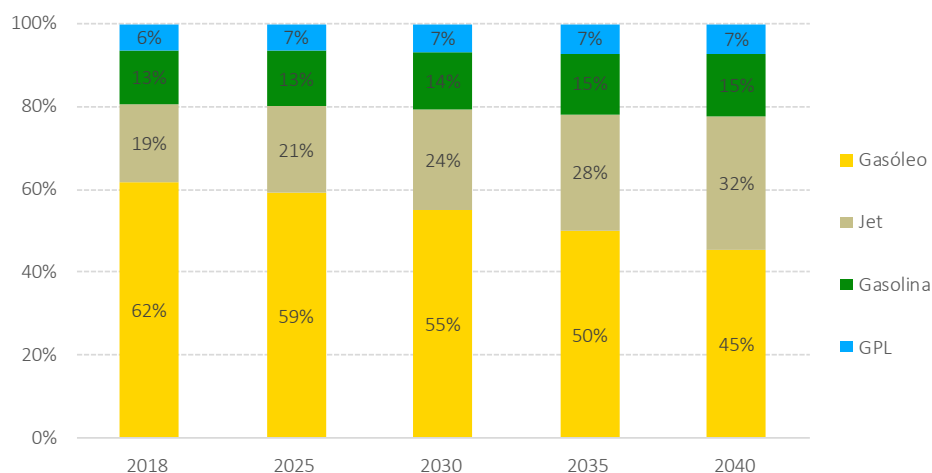


Figura 3-7 – Evolução das quotas de produtos derivados do petróleo, de acordo com o CPA ajustado ao contexto nacional, com desagregação por produtos, para os anos 2018, 2025, 2030, 2035 e 2040

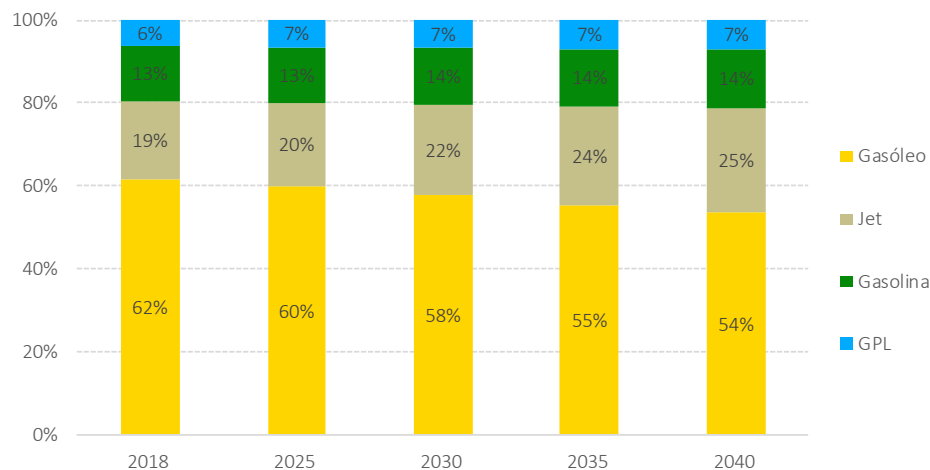
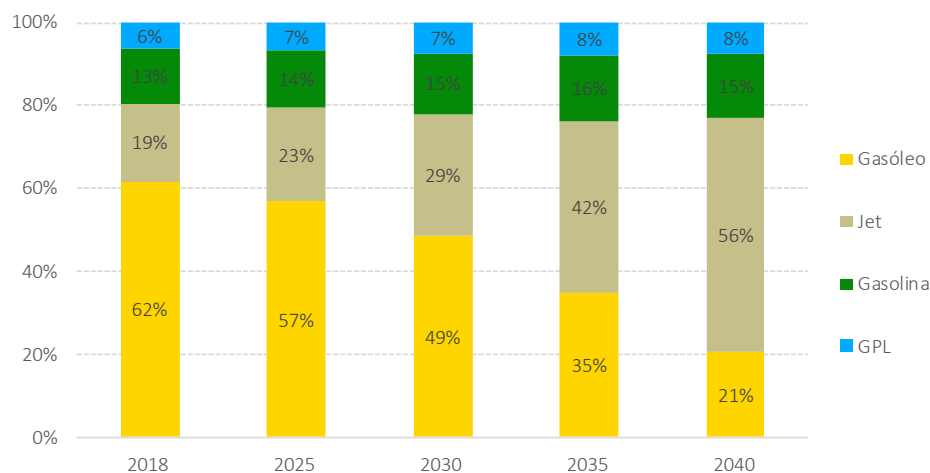


Figura 3-8 – Evolução das quotas de produtos derivados do petróleo, de acordo com o CDS ajustado ao contexto nacional, com desagregação por produtos, para os anos 2018, 2025, 2030, 2035 e 2040



Em todos os cenários considerados verifica-se um decréscimo na evolução da procura por gasóleos. Esse decréscimo é mais acentuado no CDS. As quotas de GPL e gasolinas não sofrem grandes variações durante o período de 2018 a 2040 em qualquer cenário. O jet é o único produto do cabaz que, pelas razões apontadas, apresenta uma evolução de quota positiva em todos os cenários.

3.3 ROTEIRO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho. Tem entre os seus objetivos perspetivar a sociedade em 2050 e a(s) trajetória(s) de emissões que permitirão à sociedade portuguesa atingir o objetivo político da neutralidade carbónica em 2050.

Para Portugal, atingir a neutralidade carbónica até 2050, significa conseguir um balanço neutro entre as emissões de GEE (e não apenas de CO₂) e remoção ou sequestro desses mesmos gases, pelo que será necessário efetuar reduções substanciais das emissões e/ou aumentos, também substanciais, dos sumidouros nacionais, que deverão materializar-se entre o presente e 2050. O compromisso assumido por Portugal não prevê o recurso a créditos de carbono internacionais para alcançar o objetivo da neutralidade carbónica. Atingir a neutralidade carbónica em Portugal implica reduzir as emissões de GEE em mais de 85%, em relação a 2005 e garantir capacidade de sequestro de carbono na ordem dos 13 milhões de toneladas.

O RNC2050 refere que o consumo de combustíveis fósseis (carvão, gás natural e produtos petrolíferos), em 2015, representou 76% da energia primária consumida, um valor elevado, ainda que inferior à média mundial e que o setor dos transportes é responsável por 25% das emissões médias anuais nacionais, representando cerca de 17,25 Mton CO₂. Destaca ainda como vetor de descarbonização a “eletrificação da economia”, onde o uso de combustíveis fósseis é substituído por eletricidade.

Nessa medida, o RNC2050 identifica os principais vetores de descarbonização em todos os setores da economia, considerando três cenários de desenvolvimento futuro possíveis, a saber:

- Cenário Fora de Pista – representa uma trajetória em que nada de fundamental ou estruturante se altera e em que, conseqüentemente, a neutralidade carbónica não é atingida, ainda que as emissões baixem em relação às atuais. Este cenário é globalmente dominado por uma continuação das políticas atuais, assim como pela manutenção no essencial das características da sociedade e economia portuguesas.
- Cenário Pelotão – caracteriza-se por um desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias que, contudo, não alteram nem as estruturas de produção nem os modos de vida das populações. O cenário pelotão corresponde a trajetórias “tecnicamente exequíveis, economicamente viáveis e socialmente aceites” que permitem atingir o objetivo de zero carbono em 2050.

- Cenário Camisola Amarela – é globalmente dominado por uma alteração estrutural e transversal das cadeias de produção, possibilitadas pela combinação de um conjunto de tecnologias da 4ª Revolução Industrial. Corresponde a trajetórias “tecnicamente exequíveis, economicamente viáveis e socialmente aceites” que permitem superar o objetivo de zero carbono em 2050.

Os cenários pelotão e camisola amarela apresentados no RNC2050 podem ser comparados aos CNP e CDS, da AIE, respetivamente, uma vez que em ambos, Portugal implementa as metas políticas com relevância climática e continua, em sintonia com a UE, por forma a atingir metas numa trajetória de descarbonização compatível com a neutralidade carbónica.

No Cenário Pelotão e Camisola Amarela a neutralidade carbónica leva a uma alteração no paradigma energético nacional com as renováveis endógenas a dominarem o consumo de energia primária, a par com a eletrificação dos usos finais. Nestes cenários, existe uma redução significativa das emissões, o que induzirá a uma utilização dos recursos endógenos renováveis, que representarão, em 2040, mais de 60%.

Segundo o RNC2050, os transportes são o setor com maior potencial de redução do consumo de energia final, o que implica uma maior eficiência energética. Note-se que atualmente, este setor é o responsável pelo maior consumo de produtos petrolíferos. Até 2040, perspectiva-se uma redução acentuada do consumo de produtos petrolíferos, explicada pela mudança tecnológica, sobretudo no parque automóvel.

3.3.1 METAS DO RNC PARA 2050

O horizonte temporal coberto pelo RNC2050 excede em 10 anos aquele para o qual este estudo com base no CNP da AIE foi desenvolvido. Um exercício desta natureza acarreta um nível de incerteza considerável, desde logo na previsão de comportamento do mercado e das opções tecnológicas futuras para operar a descarbonização.

No entanto, os pressupostos assumidos neste estudo não se afastam dos referidos no RNC2050, na medida em que os principais combustíveis rodoviários são gradualmente substituídos por maior incorporação de biocombustíveis, eletrificação dos veículos rodoviários e outras alternativas tecnológicas, como a aposta em combustíveis alternativos (como o hidrogénio) ou na produção de combustíveis sintéticos produzidos com base em energia renovável como forma de disponibilizar combustível neutro em emissões de carbono.

À semelhança do apresentado no RNC2050, esta redução no recurso a produtos petrolíferos pode ser mais rápida no caso do gasóleo, tendo-se considerado que procura diminui mais acentuadamente até 2040 do que a gasolina e o jet. O aumento da eficiência no uso do combustível ou a sua substituição e, consequente

redução de emissões, será transversal à maioria dos transportes rodoviários com motores de combustão em 2040.

De acordo com o RNC2050, para o Cenário Camisola Amarela (CCA), é apontada no Quadro 3-1 a evolução do consumo de produtos petrolíferos até 2050.

Quadro 3-1 – Evolução do consumo de produtos petrolíferos, até 2050

Energia Primária (PJ)	2015	2020	2030	2040	2050
Produtos Petrolíferos	395,53	376,39	241,38	108,38	57,33

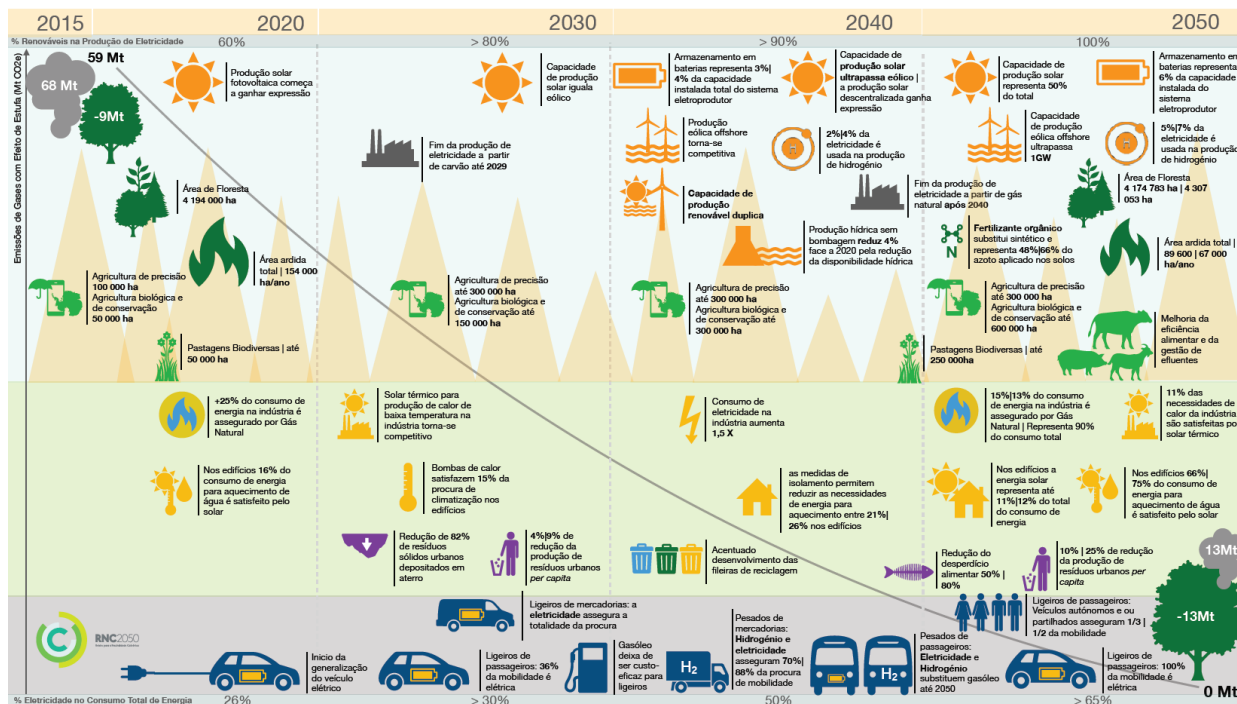
Fonte: RNC2050

De acordo com os dados do Quadro 3-1, para um nível de redução de emissões global de 85%, o CCA prevê em 2040 uma redução de 71,2% na procura de produtos derivados do petróleo face ao ano de 2020. Esta redução compara com o CDS da AIE, para o qual se estima para a UE uma redução de 67,6%, de onde se conclui que o CCA reflete um nível de ambição um pouco maior.

Em 2050 a redução da procura prevista no CCA, face a 2020, atinge os 84,8% pelo que a procura primária por derivados do petróleo terá uma participação muito reduzida no *mix* energético nacional. O RNC2050, no que respeita ao setor dos transportes, para o CCA no ano 2050, aponta uma redução das emissões em torno dos 98% face ao ano 2020, o que significa que a participação do consumo de produtos petrolíferos neste segmento será residual.

A Figura 3-9 apresenta a ‘Narrativa Global da Neutralidade Carbónica até 2050’ que ilustra, entre outros aspetos, a reforma do setor energético e, em particular, a forma como impacta nos transportes.

Figura 3-9 – Narrativa Global da Neutralidade Carbónica até 2050

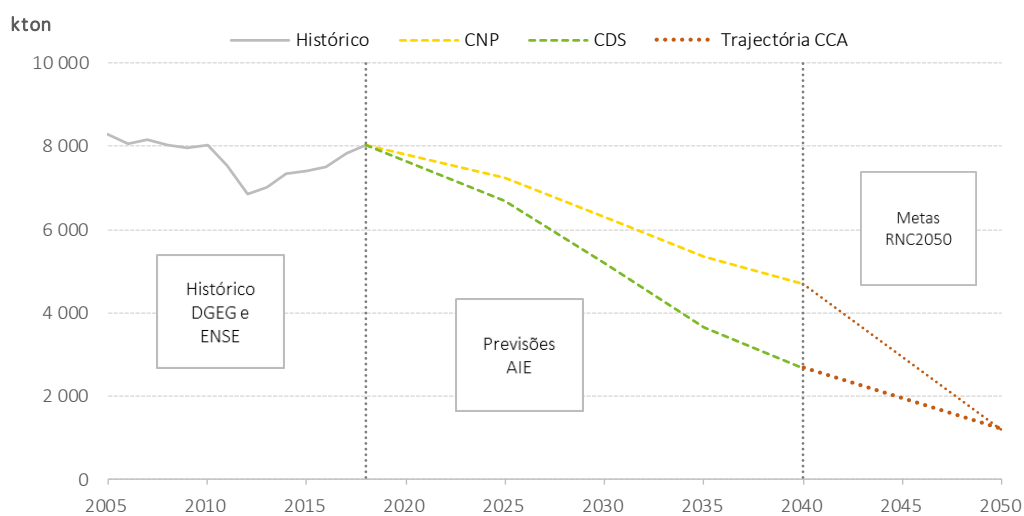


Fonte: RNC2050

3.3.2 EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE DERIVADOS DO PETRÓLEO TENDO EM CONTA O RNC2050

A Figura 3-10 apresenta a previsão da procura de produtos derivados do petróleo para Portugal, até 2050, considerando até ao ano 2040 os CNP e CDS previstos pela AIE para a UE, adaptados ao contexto nacional, e, para o período de 2040 a 2050, a implementação de uma trajetória que cumpra as metas do RNC2050 para o CCA.

Figura 3-10 – Previsão da procura de produtos derivados de petróleo para Portugal até 2050
(tendências AIE + RNC2050)



Conforme já referido o ponto de chegada (em 2050) corresponde a uma redução da procura primária em produtos derivados do petróleo de 84,8% face a 2020.

Não é apresentada uma análise desagregada por produto para o período de 2040 a 2050, em muito devido ao facto de o RNC2050 ser um documento de nível alto e grande abrangência, tanto a nível temporal como setorial, apontando as metas a cumprir tendo como base orientações genéricas. Porém, as metas para o setor dos transportes e para setor residencial são claras e a contração da procura final em combustíveis líquidos e nos GPL deve exceder a apontada na Figura 3-10 centrada na energia primária.

4 CARACTERIZAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E EXPEDIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS E GASES DE PETRÓLEO LIQUEFEITO (GPL) EM PORTUGAL CONTINENTAL

As instalações de receção, armazenamento e expedição de combustíveis líquidos e Gases de Petróleo Liquefeito (GPL) desempenham um papel fundamental no Sistema Petrolífero Nacional (SPN) na medida em que recebem os produtos derivados do petróleo provenientes da refinação, no território nacional, ou de importações para posteriormente disponibilizarem às cadeias de comercialização grossista e retalhista.

Os titulares de instalações de receção, armazenamento e expedição de produtos de petróleo desempenham as respetivas atividades de forma verticalmente integrada com as cadeias de comercialização grossista e retalhista, ou seja, as companhias petrolíferas com maior visibilidade junto dos consumidores finais são, também, as detentoras das grandes instalações que asseguram a logística a montante das atividades de comercialização²⁷.

Os titulares de instalações de receção, armazenamento e expedição de produtos de petróleo devem desempenhar as respetivas atividades em condições técnicas e económicas adequadas, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 31/2006, de 15 de fevereiro, na sua atual redação. Compete-lhes as seguintes atribuições:

- Assegurar a exploração e manutenção da infraestrutura de armazenamento em condições de segurança e fiabilidade, assegurando o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço e das normas técnicas que lhe sejam aplicáveis;
- Garantir as operações de receção e expedição de produtos, designadamente as trasfegas de, e para, cisternas rodoviárias, ferroviárias e navios, as interfaces com oleodutos de transporte de produtos petrolíferos, bem como assegurar as operações de enchimento e expedição de garrafas de GPL;
- Incorporar aditivos de combustíveis e biocombustíveis em produtos de petróleo com vista a produzir um produto final dentro das especificações que lhes são exigidas;

²⁷ As instalações de receção, armazenamento e expedição de combustíveis líquidos e GPL em Portugal são detidas de forma direta pelas maiores companhias petrolíferas ou por sociedades cujos acionistas de referência são, igualmente, essas companhias, como por exemplo a CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A., a Pergás A.C.E. e a Sigás A.C.E. que, com diferentes participações, integram na *equity* a Petrogal, a Repsol, a BP e a Rubis.

- Garantir as capacidades de armazenamento de produtos petrolíferos adequadas às necessidades do mercado;
- Permitir o acesso a terceiros às instalações de transporte por conduta, ou armazenamento de petróleo bruto e de produtos de petróleo declaradas de interesse público através de uma solução negociada, em condições técnicas e económicas não discriminatórias, transparentes e objetivas, aplicando preços que devem ser tornados públicos;
- Facultar a terceiros a informação necessária ao acesso às instalações de armazenamento e expedição de produtos de petróleo;
- Preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades;
- Medir as quantidades e realizar gestão de inventário dos produtos de petróleo rececionados, armazenados e expedidos, mantendo registos dos mesmos;
- Contribuir através da sua interação com outros operadores do SPN para o desenvolvimento sustentado do mesmo.

Nos subcapítulos seguintes serão realizadas as caracterizações das instalações de receção, armazenagem, expedição e transporte por conduta do SPN, em particular: (i) os terminais de granéis líquidos onde se realizam as importações de petróleo e seus derivados, bem como a movimentação por navio entre terminais de grandes quantidades de produtos intermédios e produtos finais; (ii) as instalações de armazenagem e expedição de produtos petrolíferos e (iii) os oleodutos que interligam instalações de armazenagem.

São ainda apontadas no final do presente capítulo as instalações de armazenamento e expedição de produtos petrolíferos existentes no SPN que impactam na atividade futura da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e no troço de ligação ao oleoduto multiproduto Sines – Aveiras de Cima, propriedade da CLC, para as quais a caracterização detalhada das respetivas atividades é apresentada no Anexos A1.

4.1 TERMINAIS DE GRANÉIS LÍQUIDOS E INSTALAÇÕES PORTUÁRIAS DEDICADAS A NAVIOS DE TRANSPORTE DE CRUDE OU PRODUTOS DERIVADOS DO PETRÓLEO

Os Terminais de Granéis Líquidos (TGL) em Portugal continental estão associados a cinco portos, designadamente Aveiro, Leixões, Lisboa, Setúbal e Sines.

O Porto de Leixões é a maior infraestrutura portuária na região norte de Portugal continental, com instalações aptas a receber navios de grande porte com crude, produtos intermédios e produtos finais. O Porto de Leixões dispõe de três terminais:

- i. O terminal petrolífero, com três cais de acostagem, operado pela Petrogal em regime de Serviço Privativo. Este terminal deve prestar serviços às entidades que tenham os respetivos parques de armazenagem fisicamente interligados a esta interface portuária. O terminal petrolífero está ligado à refinaria de Matosinhos recebendo crude, produtos intermédios e produtos finais.
- ii. O terminal Oceânico Galp-Leça, composto por uma monobóia no exterior do Porto de Leixões, na área de domínio público marítimo sob a jurisdição da APDL – Administração dos Portos do Douro, Leixões e Viana do Castelo, S.A. (APDL), sendo destinado à receção de petróleo bruto para a refinaria.
- iii. O cais de movimentação de granéis líquidos (Doca 2 Sul), de onde saem os *pipelines* da Cepsa Portuguesa Petróleos, S.A. (doravante apenas Cepsa) para o seu parque de combustíveis líquidos.

O TGL do Porto de Aveiro está concessionado à Prio Supply, S.A. (doravante apenas Prio) em Serviço Privativo, recebe navios com combustíveis líquidos (gasóleos e gasolinas), óleos vegetais, biodiesel e metanol, servindo o parque de combustíveis e a fábrica de biodiesel da Prio.

O Porto de Lisboa dispõe de cinco terminais destinados a movimentação de produtos derivados do petróleo, todos na margem sul do Tejo, nomeadamente:

- i. O terminal da Trafaria, operado pela OZ Energia Gás, S.A. (doravante apenas OZ Energia) em regime de Serviço Privativo, que recebe combustíveis líquidos e GPL (propano e butano).
- ii. O terminal da Banática, operado pela Repsol em regime de Serviço Privativo, que recebe combustíveis líquidos e GPL (propano e butano).

- iii. O terminal do Barreiro, operado pela Alkion Terminal Lisbon, S.A. (doravante apenas Alkion) em regime de Serviço Privativo, que recebe combustíveis líquidos.
- iv. O cais da POL NATO na Trafaria, gerido pela ENSE, destinado a combustíveis líquidos.
- v. O cais da Estação de Assistência Naval, operado pela ETC – Terminais Marítimos, Lda., movimenta e armazena combustíveis líquidos – Fuelóleo e gasóleo.

De entre os terminais de granéis líquidos do Porto de Lisboa a Trafaria, a Banática e o Barreiro recebem produtos que, por sua vez, abastecem o mercado grossista e retalhista de produtos derivados do petróleo (combustíveis líquidos e GPL).

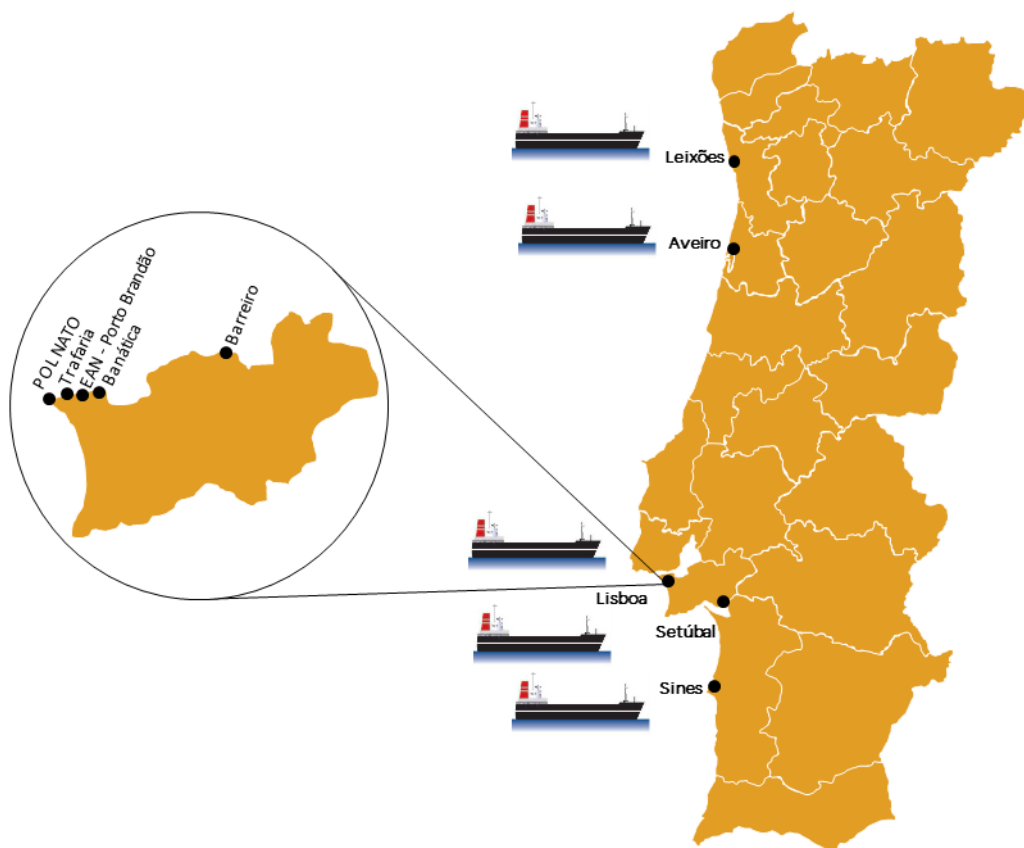
Por sua vez, o cais da POL NATO destina-se a receber combustíveis líquidos para constituição de reservas estratégicas, não tendo como finalidade a introdução a consumo de produtos derivados do petróleo. No entanto, este cais trata-se do único interface portuário na jurisdição da APL - Administração do Porto de Lisboa, S.A. (APL) com condições para receber navios de 50 000 ton de produtos derivados do petróleo.










O Porto de Setúbal dispõe de um TGL em regime de Serviço Privativo concessionado à Tanquisado – Terminais Marítimos, S.A. (doravante apenas Tanquisado) e à Eco-Oil – Tratamento de Águas Contaminadas, S.A., destinado à movimentação de combustíveis líquidos e dispõe de uma estação de limpeza e desgaseificação de navios. A Tanquisado pertence ao grupo Galp Energia.

O TGL do Porto de Sines é o maior do país, tendo capacidade para receber navios petroleiros de grande dimensão, concebido numa ótica multi-cliente e multi-produto, e é o único que opera em regime de Serviço Público. As operações efetuadas no TGL estão a cargo da Companhia Logística de Terminais Marítimos (CLT), detida pela Galp Energia, estando apto a movimentar diversos produtos em simultâneo, nomeadamente crude, combustíveis líquidos, GPL e outros granéis líquidos. Ainda no âmbito das suas operações, o TGL tem disponível um conjunto de *pipelines* para mobilização de produto entre o porto, a zona adjacente de tancagem e a Zona Industrial e Logística de Sines (ZILS) onde estão inseridas a Refinaria de Sines e a Petroquímica – Repsol Polímeros.

Na Figura 4-1 são apresentadas as instalações portuárias integradas no SPN, acompanhada de uma breve caracterização dos produtos movimentados, os respetivos operadores e o regime em que desempenham a sua atividade.

Figura 4-1 – Caracterização dos Terminais de Granéis Líquidos em Portugal continental



Infraestrutura	Operador	Produto ²⁸	Regime de Atividade
Leixões	 	CR, VGO, FO, CL, GPL, outros	Serviço Privativo
Aveiro		FO, CL, GPL, outros	Serviço Privativo
Trafaria		CL, GPL, outros	Serviço Privativo
Barreiro		FO, CL, outros	Serviço Privativo
Banática		FO, CL, GPL, outros	Serviço Privativo
Estação de Assistência Naval	ETC - Terminais Marítimos	FO, CL, outros	Serviço Privativo
POL NATO		CL, CR	Serviço Privativo
Setúbal		CL, outros	Serviço Privativo
Sines		CR, VGO, FO, CL, GPL, outros	Serviço Público

²⁸ **CR:** Crude; **CL:** Combustíveis Líquidos Brancos – gasolinas, gasóleos e jet; **VGO:** Gasóleo de Vácuo; **FO:** Fuelóleo; **GPL:** Gases de Petróleo Liquefeito (propano e butano); **outros:** podem compreender – Slops, nafta química, *p*-xileno, metanol, MTBE, asfaltos e betumes, ácido acético, amoníaco, PyFO, acrilonitrilo, etc.

4.2 INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO E EXPEDIÇÃO DE PRODUTO – REGIÃO CENTRO

A atividade de armazenamento e expedição de produtos de petróleo, na região centro de Portugal continental²⁹, é levada a cabo em seis instalações.

Cinco instalações situam-se na jurisdição da Administração do Porto de Lisboa, na margem sul do rio Tejo, designadamente:

- i. O depósito da POL NATO, gerido pela ENSE, destinado à constituição de reservas estratégicas de produtos derivados do petróleo. Esta instalação, pelas suas características, não faz expedição de combustíveis líquidos para o retalho e, nessa medida, não promove introduções a consumo no mercado nacional;
- ii. A Estação de Assistência Naval de Porto Brandão, operada pela Petrogal, destinada a fornecimento de combustível a embarcações;
- iii. Os terminais da Trafaria e da Banática, detidos e operados pela OZ Energia e pela Repsol, respetivamente, que recebem navios em terminais dedicados, armazenam e expedem combustíveis líquidos e GPL – ambas as instalações dispõem de unidades de enchimento de garrafas de GPL.
- iv. O terminal do Barreiro, detido e operado pela Alkion. Esta instalação é a única em Portugal que recebe, armazena e expede combustíveis líquidos e é operada por uma entidade independente das companhias petrolíferas que estão presentes na comercialização grossista e retalhista. O terminal do Barreiro tem uma capacidade de armazenamento considerável e, acima de tudo, tem condições para uma futura expansão ao nível da capacidade instalada nas instalações da CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A. (CLC) em Aveiras de Cima. O terminal do Barreiro, tem, porém, limitações nas capacidades dos navios que pode receber, em virtude da profundidade das águas nas zonas de acostagem e na via de navegação no estuário do Tejo até ao seu cais.

As instalações CLC, situadas em Aveiras de Cima, desempenham um papel fundamental no SPN, tendo uma contribuição essencial no abastecimento de combustíveis líquidos e GPL na zona centro do país, incluindo a Grande Lisboa.

²⁹ No presente estudo considerou-se como região centro de Portugal continental a área compreendida a norte da península de Setúbal, incluindo as instalações na margem sul do Tejo, e a sul de Aveiro, não considerando as instalações da Prio em Gafanha da Nazaré.

As instalações da CLC em Aveiras de Cima recebem combustíveis líquidos, mais concretamente gasolinas, gasóleos e jet, e ainda GPL por intermédio de um oleoduto de transporte multiproduto, proveniente de Sines³⁰. Estas instalações dispõem de armazenagem, ilhas de enchimento de camiões cisterna e carroceis de enchimento de garrafas de GPL (propano e butano).

As instalações de receção, armazenamento e expedição de produtos petrolíferos de Aveiras de Cima, pela sua capacidade, localização e ainda pela inexistência de alternativas viáveis à sua utilização, foram designadas como “grandes instalações petrolíferas existentes”, nos termos do Decreto-Lei n.º 31/2006, na redação introduzida pelo Decreto-Lei n.º 244/2015, tendo sido também declaradas, nos termos do mesmo diploma, como instalações de interesse público.

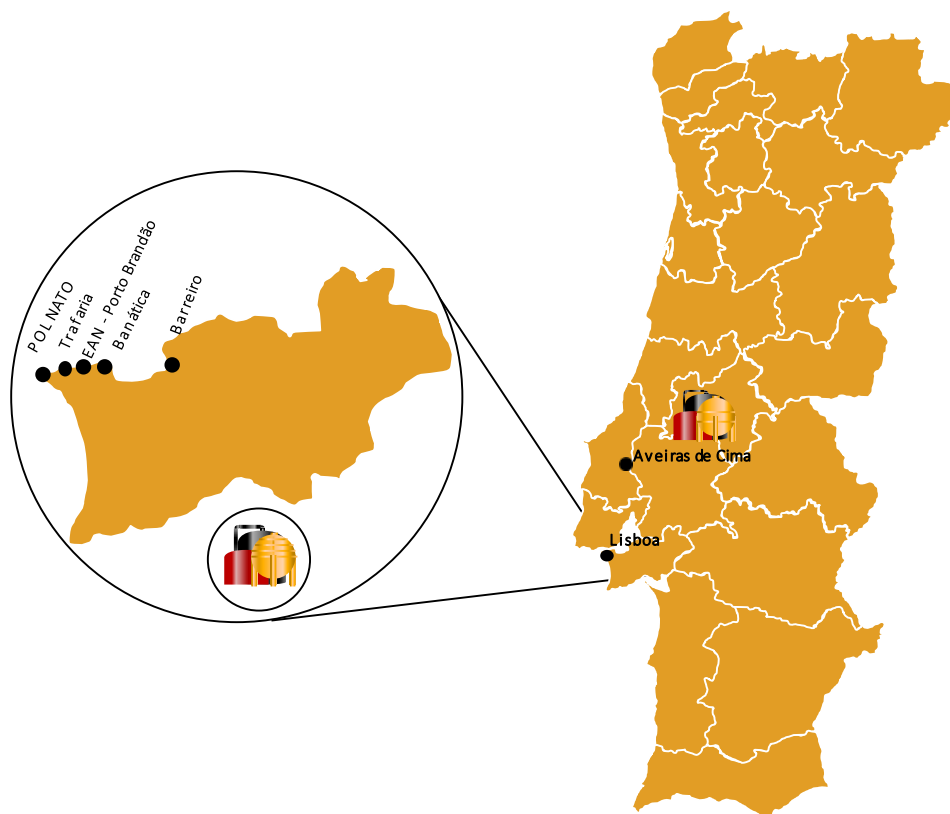
A CLC é uma sociedade participada pela Petrogal, S.A., BP Portugal, S.A. (doravante apenas BP), Repsol e Rubis³¹.

Na Figura 4-2 são apresentadas as seis instalações de armazenamento e expedição de produtos de petróleo situadas na região centro de Portugal continental, acompanhada de uma breve caracterização com as capacidades de armazenamento, os respetivos operadores e o regime em que desempenham a atividade.

³⁰ O oleoduto Sines-Aveiras de Cima, do lado de Sines, está ligado à refinaria da Petrogal e à instalação de armazenagem de gasóleo da Repsol, junto à fábrica da Repsol Polímeros.

³¹ A CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A. é participada (a 31 de dezembro de 2018) na *equity* pela Petrogal, S.A., BP Portugal, S.A., Repsol Portuguesa, S.A. e Rubis Energia Portugal, S.A. nas respetivas proporções, 65%, 15%, 15% e 5%.

Figura 4-2 – Caracterização das instalações de armazenamento e expedição de produto situadas na região centro de Portugal continental



Infraestrutura	Operador	Produto	Capacidade de armazenamento	Regime de atividade
Parque de Aveiras de Cima		GLP Combustíveis Líquidos	30 800 m ³ 315 000 m ³	Instalação de Interesse Público
Depósito POL NATO		Combustíveis Líquidos	122 128 m ³	Serviço Privativo
Terminal da Trafaria		GPL Combustíveis Líquidos	3 771 m ³ 29 500 m ³	Serviço Privativo
Estação de Assistência Naval		Combustíveis Líquidos	30 000 m ³	Serviço Privativo
Terminal da Banática		Combustíveis Líquidos GPL	4 662 m ³ 60 709 m ³	Serviço Privativo
Terminal do Barreiro		Combustíveis Líquidos	175 000 m ³	Serviço Privativo

4.3 INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO E EXPEDIÇÃO DE PRODUTO – REGIÃO NORTE

A atividade de armazenamento e expedição de produtos de petróleo, na região norte de Portugal continental³², é levada a cabo em sete instalações.

A refinaria de Matosinhos tem associada um grande parque de armazenamento que desempenha um conjunto de funções, designadamente (i) o armazenamento de matérias primas para a refinaria (crude e produtos intermédios) e (ii) o armazenamento de produtos finais, provenientes da refinaria ou, eventualmente, importados através do terminal petrolífero do Porto de Leixões.

O parque da refinaria permite expedição de produtos (combustíveis líquidos e GPL) e, também, está ligado a um complexo de instalações de armazenagem e expedição de produto nas suas imediações, designadamente a instalação da Pergás – Armazenamento de Gás, A.C.E., na Perafita, e o parque da Boa Nova, em Leça da Palmeira. Estas instalações são detidas e operadas pela Galp Energia de forma direta, à exceção da Pergás que é participada pela Petrogal, S.A., Repsol Gás, S.A. e Rubis Energia Portugal, S.A.³³.

A Cepsa está presente na armazenagem do Porto de Leixões e tem instalações de armazenamento e expedição de combustíveis líquidos em Matosinhos. O parque de combustíveis da Cepsa está ligado ao terminal petrolífero do Porto de Leixões, permitindo uma operação desacoplada do complexo Refinaria – Pergás – Boa Nova.

A Prio dispõe de instalações de armazenamento e expedição de combustíveis líquidos na Gafanha da Nazaré, junto ao Porto de Aveiro.

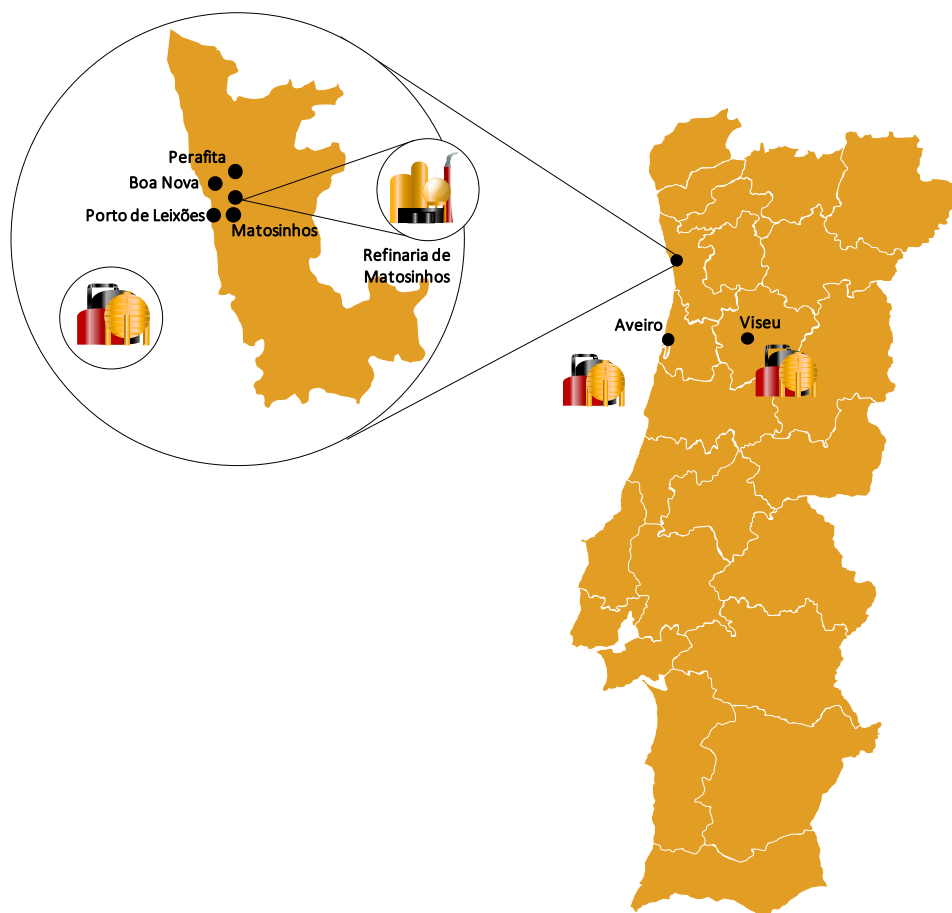
A Rubis dispõe ainda de uma pequena instalação de armazenagem de GPL em Viseu.











Na Figura 4-3 são apresentadas as sete instalações de armazenamento e expedição de produtos de petróleo situadas na região norte de Portugal continental, acompanhada de uma breve caracterização com as capacidades de armazenamento, os respetivos operadores e o regime em que desempenham a atividade.

³² No presente estudo considerou-se como região norte de Portugal continental a área compreendida a norte de Aveiro, incluindo as instalações da Prio em Gafanha da Nazaré, e a fronteira norte com Espanha.

³³ A Pergás – Armazenamento de Gás, A.C.E., foi constituída como um agrupamento complementar de empresas localizado no Parque de Perafita, em Matosinhos, o qual compreende terrenos e instalações logísticas já construídas de propriedade da Petrogal, S.A., assegurando o desenvolvimento das atividades de importação pelas respetivas agrupadas, receção, armazenamento, enchimento e expedição de GPL. As empresas agrupadas em 2018 são a Petrogal, S.A., a Rubis Energia Portugal, S.A. e a Repsol Gás, S.A., e detêm 51,00%, 30,75% e 18,25% da *equity*, respetivamente.

Figura 4-3 – Caracterização das instalações de armazenamento e expedição de produto situadas na região norte de Portugal continental



Infraestrutura	Operador	Produto	Capacidade de armazenamento	Regime de atividade
Parque da Perafita (Pergás)	  	GLP	14 300 m ³	Instalação de Interesse Público
Parque da Boa Nova		Produtos Petrolíferos	49 271 m ³	Serviço Privativo
Parque de Matosinhos		Combustíveis Líquidos	49 390 m ³	Serviço Privativo
Parque do Porto de Leixões	 	Combustíveis Líquidos	8 355 m ³	Serviço Privativo
Refinaria de Matosinhos		Crude Combustíveis Líquidos GPL	650 000 m ³ 167 590 m ³ 13 690 m ³	Serviço Privativo
Parque de Viseu		GPL	99 m ³	Serviço Privativo
Terminal de Aveiro		Combustíveis Líquidos	87 900 m ³	Serviço Privativo

Todas as instalações de armazenamento e expedição de produtos de petróleo na zona norte de Portugal continental operam em regime de serviço privativo, com exceção da Pergás – Armazenamento de Gás, A.C.E. (Pergás), cujas instalações foram declaradas de interesse público, nos termos do Despacho n.º 5382/2017, do Secretário de Estado da Energia³⁴.

4.4 INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO E EXPEDIÇÃO DE PRODUTO – REGIÃO SUL

A atividade de armazenamento e expedição de produtos de petróleo, na região sul de Portugal continental³⁵, é levada a cabo em cinco instalações.

O parque de armazenamento e expedição de produtos derivados do petróleo afeto ao Porto de Setúbal, situado na Mitrena, é operado pela Tanquisado, detida pela Galp Energia, em regime de Serviço Privativo. Estas instalações destinam-se ao armazenamento e expedição de combustíveis líquidos, sobretudo gasóleo rodoviário, e adicionalmente combustível naval.

A Repsol dispõe de instalações de armazenamento e expedição de combustíveis líquidos, inseridas na ZILS do Porto de Sines, destinadas exclusivamente a gasóleo. Estas instalações funcionam em regime de Serviço Privativo e encontram-se ligadas via oleoduto ao Porto de Sines, bem como às instalações de armazenamento da CLC, em Aveiras de Cima.

As instalações de armazenamento e expedição de crude e produtos derivados do petróleo da refinaria de Sines também se encontram inseridas na ZILS do Porto de Sines, são operadas pela Petrogal em regime de Serviço Privativo, detendo uma capacidade de armazenamento de três milhões de metros cúbicos, dos quais aproximadamente metade são destinados a petróleo bruto, e o remanescente para produtos intermédios e finais, designadamente, gasóleo, gasolina, jet, gases de petróleo liquefeitos (butano e propano), entre outros. As instalações de armazenamento da refinaria de Sines estão ligadas por oleoduto às instalações de armazenamento da CLC, em Aveiras de Cima.

A Caverna da Sigás, situada junto à área portuária de Sines, é uma instalação de armazenamento de gás propano em galerias rochosas construídas a baixa profundidade, ligada por *pipelines* ao TGL do Porto de

³⁴ O Despacho n.º [5382/2017](#) está publicado no Diário da República n.º 117, de 20 de junho de 2017.

³⁵ No presente estudo considerou-se como região sul de Portugal continental a área compreendida entre as instalações portuárias de Setúbal e o parque de armazenamento de GPL em Faro.

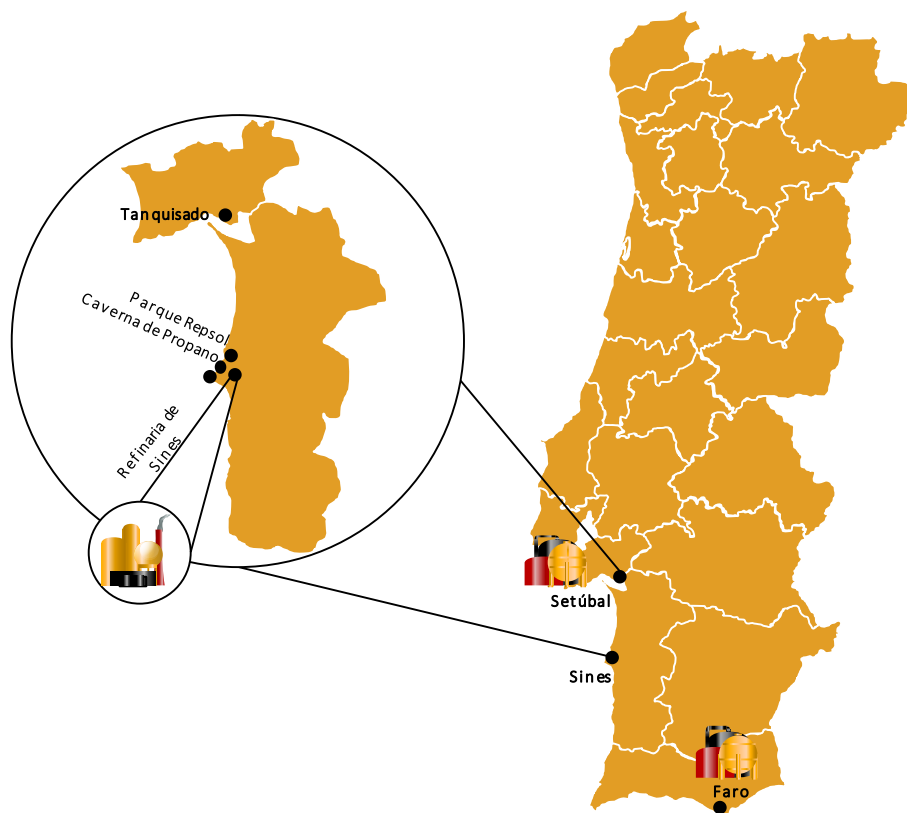
Sines e à refinaria. As instalações de armazenamento de GPL da Sigás são participadas pela Petrogal, Repsol e Rubis³⁶.

A Rubis detém em Faro um parque de armazenamento, dispondo de funcionalidades para o enchimento de camiões cisternas e garrafas de GPL.

Na Figura 4-4 são apresentadas as cinco instalações de armazenamento e expedição de produtos de petróleo situadas na região sul de Portugal continental, acompanhada de uma breve caracterização com as capacidades de armazenamento, os respetivos operadores e o regime em que desempenham a atividade.

³⁶ A Sigás – Armazenagem de Gás, A.C.E., é um agrupamento complementar de empresas, com sede em Sines. As empresas agrupadas são: Petróleos de Portugal – Petrogal, S.A. – 60%, Rubis Energia Portugal, S.A. – 35% e Repsol Polímeros, S.A. – 5%. O A.C.E. detém as cavernas subterrâneas para armazenagem de propano e realiza a sua gestão e exploração operacional bem como, de instalações de superfície para armazenagem de GPL.

Figura 4-4 – Caracterização das Instalações de armazenamento e expedição de produto situadas na região sul de Portugal continental



Infraestrutura	Operador	Produto	Capacidade de armazenamento	Regime de atividade
Terminal de Setúbal	galp energia	Combustíveis Líquidos	87 180 m ³	Serviço Privativo
Repsol Polímeros	REPSOL	Combustíveis Líquidos	100 000 m ³	Serviço Privativo
Caverna de Propano (Sigás)	galp energia RUBIS GÁS REPSOL	GPL	80 000 m ³	Instalação de Interesse Público
Refinaria de Sines	galp energia	Crude Combustíveis Líquidos GPL	1 500 000 m ³ 541 260 m ³ 128 876 m ³	Serviço Privativo
Parque de Faro	RUBIS GÁS	GPL	3 200 m ³	Serviço Privativo

Todas as instalações de armazenamento e expedição de produtos de petróleo na zona sul de Portugal continental operam em regime de serviço privativo, com exceção da Sigás – Armazenagem de Gás, A.C.E.

(Sigás), cujas instalações foram declaradas de interesse público, nos termos do Despacho n.º 5382/2017, do Secretário de Estado da Energia³⁷.

4.5 INSTALAÇÕES DE TRANSPORTE POR OLEODUTO

O SPN dispõe ainda de um conjunto de oleodutos, designadamente o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, e algumas infraestruturas militares como os *pipelines* a sul do Tejo da POL NATO e uma ligação entre a Base Aérea de Maceda (em Ovar) e o Porto de Leixões.

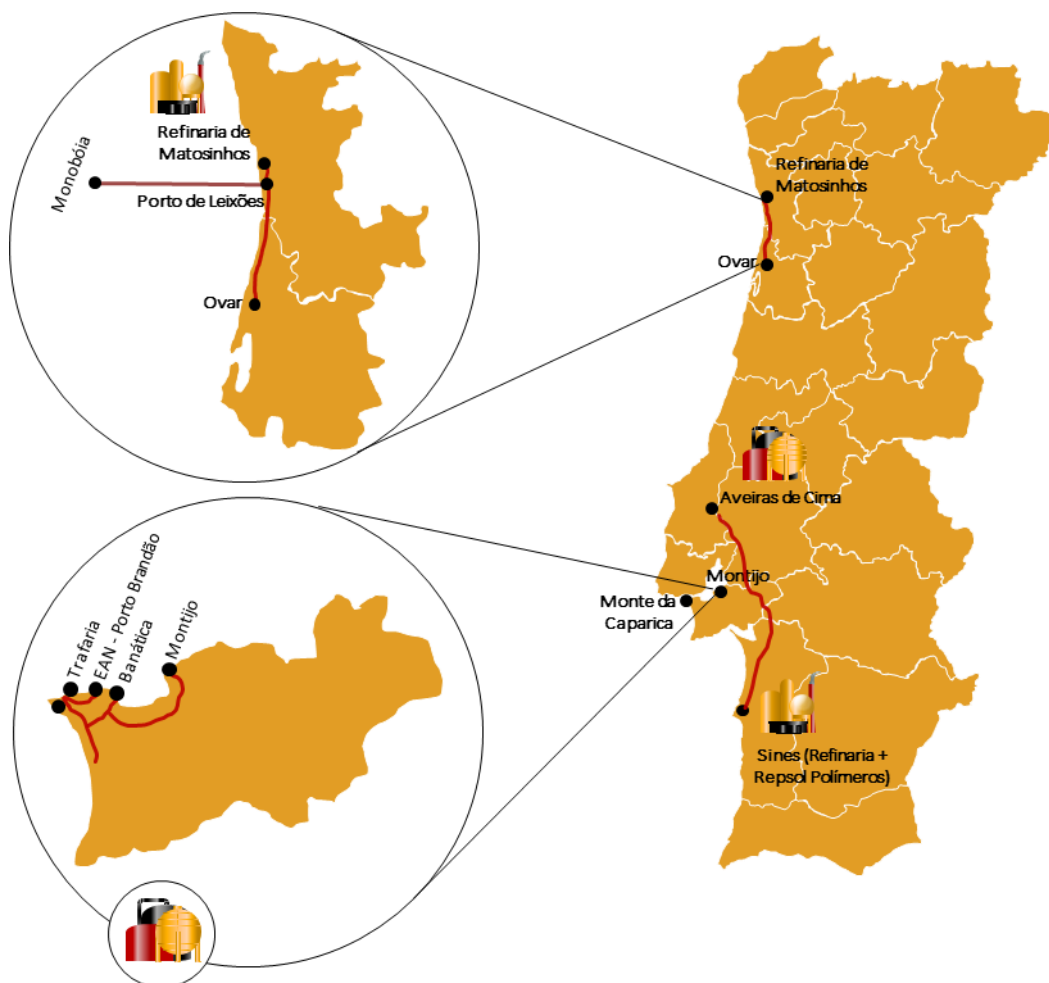
O Oleoduto multiprodutos Sines-Aveiras de Cima tem um comprimento de 147 km e transporta seis produtos, designadamente gasóleo, gasolina 95, gasolina 98, Jet, propano e butano. Os produtos devem ser mobilizados de forma sequencial, por ciclos, tendo o oleoduto uma capacidade de transporte de 4 milhões de toneladas por ano.


O oleoduto Sines-Aveiras de Cima, à semelhança das instalações de receção, armazenamento e expedição de produtos petrolíferos de Aveiras de Cima, foi declarado, nos termos do Decreto-Lei n.º 31/2006, na redação introduzida pelo Decreto-Lei n.º 244/2015, como de interesse público. Este oleoduto, encontra-se integrado nos ativos da CLC é participado pela Petrogal, BP, Repsol e Rubis.

Na Figura 4-5 são apresentadas as três instalações de transporte por oleoduto de produtos de petróleo situadas em Portugal continental.

³⁷ Ver 34.

Figura 4-5 – Instalações de transporte por oleoduto em Portugal continental



<p>Oleoduto CLC: Sines – Aveiras de Cima</p>  <ul style="list-style-type: none"> – 147 km de comprimento; – Movimenta 6 produtos petrolíferos de forma sequencial: <ul style="list-style-type: none"> • Gasóleo • Gasolina s/ chumbo 95 • Butano • Propano • Gasolina s/ chumbo 98 • Jet A1 – Capacidade de transporte de 4 milhões de toneladas por ano; – Infraestrutura de utilidade pública. 	<p>Oleoduto POL NATO – Montijo</p> <ul style="list-style-type: none"> – Instalação militar: Oleoduto de ligação à Base Naval de Lisboa e à Base Aérea do Montijo (BA6). 	<p>Oleoduto Ovar – Leixões</p> <ul style="list-style-type: none"> – Instalação militar: Oleoduto de ligação entre a Base Aérea de Maceda e o Porto de Leixões.
---	---	--

4.6 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DAS INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO E EXPEDIÇÃO DE PRODUTOS PETROLÍFEROS

No âmbito do presente estudo foi ainda realizada a caracterização detalhada da atividade de um conjunto de instalações de armazenagem e expedição de produtos petrolíferos, as quais impactam na eventual futura utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e do troço de ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, da CLC.

Estas instalações estão fisicamente ligadas à nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines (caso da instalação de Aveiras de Cima da CLC) ou partilham as áreas de influência onde exercem a sua atividade com as eventuais novas infraestruturas de Sines. As instalações de armazenamento e expedição de produtos petrolíferos em causa são as seguintes:

1. Instalação da Prio Supply, S.A., em Gafanha da Nazaré



2. Instalação da CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A., em Aveiras de Cima



3. Instalação da Oz Energia, S.A., na Trafaria



4. Instalação da Alkion Terminal Lisbon, S.A., no Barreiro



5. Instalação da Tanquisado – Terminais Marítimos, S.A., em Setúbal

**ETC - Terminais
Marítimos**

6. Instalações de expedição e armazenagem da Refinaria de Sines, da Galp Energia, S.A., em Sines.



A caracterização detalhada das atividades das instalações de armazenamento e expedição de produtos petrolíferos referida é apresentada no Anexos A1, incluindo nomeadamente: (i) a localização; (ii) os seus utilizadores; (iii) a utilização individual de cada utilizador, discriminando os produtos armazenados/expedidos; (iv) os detalhes relativos aos produtos mobilizados; e (v) os aspetos mais relevantes a destacar das respetivas atividades.

5 PREVISÕES DE UTILIZAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DE ARMAZENAGEM/EXPEDIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS DO PORTO DE SINES E DA EXTENSÃO AO OLEODUTO SINES-AVEIRAS DE CIMA

Uma vez caracterizada a utilização das instalações de armazenamento e expedição de produtos derivados do petróleo, presentemente em operação entre Aveiro e Sines, importa estimar, a partir destes dados, uma cenarização da utilização eventual das instalações que seriam construídas para armazenamento e expedição de combustíveis rodoviários, jet e gases de petróleo liquefeito (GPL), na zona portuária de Sines, bem para a extensão do oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima para uma futura ligação a esta nova infraestrutura.

Parte-se do pressuposto de que as novas infraestruturas não impactam na procura final de produtos derivados do petróleo no mercado nacional. Porém, considerou-se que a existência destas novas infraestruturas terá impacto na forma como é repartida a utilização das infraestruturas de logística a montante do retalho, promovendo um reforço de concorrência e uma redistribuição da forma como será fornecido o mercado retalhista a partir de um novo elenco de instalações de armazenamento e expedição de produtos derivados do petróleo.

Outro dos pressupostos deste estudo diz respeito à vida útil das novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e da ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima. A longevidade de uma instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos pode com relativa facilidade exceder os 40 anos, desde que sujeita a uma manutenção e conservação criteriosas. Porém, em termos contabilísticos considera-se normalmente uma vida útil inferior, em torno dos 25 anos, sendo que as previsões de utilização, o dimensionamento e a análise de custos e de benefícios são realizadas para este intervalo temporal.

Considerou-se ainda que os tempos de projeto e construção, acrescido de um período de *build-up* para utilização das novas infraestruturas em regime de cruzeiro, não devem ser inferiores a 5 anos.

Tendo em conta o exposto define-se o período em análise neste estudo como de 2025 a 2050, sendo importante sublinhar que este período coincide com o considerado no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050).

No âmbito deste estudo as previsões de utilização das novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e da extensão ao oleoduto Sines-Aveiras de Cima distinguem dois períodos, cujas filosofias de utilização são necessariamente muito diferentes, designadamente:

- O período 2025 a 2040, no qual se considerou que as atividades de logística atuais, para os combustíveis líquidos e para os GPL, se mantêm, sendo que a utilização das novas instalações às quais este estudo se refere obtêm-se por transferência de atividade de instalações existentes, ou seja, existe concorrência entre as instalações de logística.

A filosofia de operação é a de um terminal de receção, armazenagem e expedição de produtos petrolíferos, por oleoduto e por camião cisterna, destinado ao fornecimento do mercado retalhista interno.

- O período 2041 a 2050, no qual se considerou que todas atividades do SPN, incluindo a refinação, a logística e retalho, sofrem uma reforma muito expressiva em virtude da forte contração da procura de derivados do petróleo prevista no RNC2050.

Os efeitos dessa reforma nas atividades de logística não são inteiramente previsíveis, contudo, o descomissionamento de instalações e um redesenho deste segmento da cadeia de valor será inevitável.

A filosofia de operação da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines não pode ser apenas centrada no fornecimento do retalho, sendo que a sua sustentabilidade dependerá de serviços complementares como armazenagem de maior duração para arbitragem de preços e/ou constituição de reservas estratégicas.

Neste capítulo serão estimadas previsões de utilização das novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e da extensão ao oleoduto Sines-Aveiras de Cima para o período 2025 a 2040.

Estas previsões de utilização estarão centradas na mobilização de produto para o retalho ou entre instalações (de Sines para Aveiras de Cima), sem se ter considerado a componente de armazenagem ou constituição de reservas neste período (2025 a 2040).

Para o período 2041 a 2050, dada as incertezas na forma como irá evoluir o Sistema Petrolífero Nacional (SPN) face às trajetórias do RNC2050, não são apresentados cenários para a utilização das novas instalações

de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e da extensão ao oleoduto Sines – Aveiras de Cima.

No período 2041 a 2050 a utilização será focada mais na armazenagem do que na mobilização de produto, ou seja, será considerada uma filosofia de reserva de capacidade de armazenagem a qual pode ser utilizada como *buffer* da expedição de produto ou para arbitragem de preços e/ou constituição de reservas.

5.1 PERÍODO 2025 A 2040

Para o período 2025 a 2040, considerou-se que a futura utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e da extensão ao oleoduto entre Sines e Aveiras de Cima se obtém por transferência de atividade das instalações existentes no SPN que, neste caso, se perfilam como concorrentes destas novas infraestruturas.

A utilização das novas instalações para armazenagem de médias/longas durações não foi considerada, ou seja, considerou-se que a componente de armazenagem das novas instalações segue um propósito quase exclusivamente operacional.

O Quadro 5-1, o Quadro 5-2 e o Quadro 5-3 descrevem e quantificam os pressupostos considerados neste estudo para o período 2025 a 2040 e, em particular, estabelecem os seguintes fatores para utilização das novas infraestruturas:

- $FU_{oleoduto}$, que se aplica à utilização da extensão do oleoduto Sines-Aveiras de Cima, até à nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, e que reflete a utilização deste novo troço por alternativa à expedição de produtos derivados do petróleo que presentemente é proveniente das instalações de armazenagem da Refinaria de Sines da Galp Energia ou das instalações de armazenagem de gasóleos da Repsol localizada no complexo da Repsol Polímeros.
- $FU_{armazenagem}$, que se aplica à utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, e que reflete a utilização destas infraestruturas seja por (i) mobilização de produto para a instalação da CLC de Aveiras de Cima, através do oleoduto Sines-Aveiras de Cima, ou por (ii) expedição de produto diretamente para o retalho a partir da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines em camiões cisterna.

Quadro 5-1 – Pressupostos considerados para a cenarização da utilização das novas instalações de armazenagem/expedição de combustíveis do Porto de Sines e da nova extensão ao oleoduto entre Sines – Aveiras de Cima

Instalação	Descrição dos pressupostos	Quantificação dos pressupostos	
		FU _{oleoduto}	FU _{armazenagem}
Instalação de Aveiro da Prio Supply, S.A. (Prio)	<ul style="list-style-type: none"> • A instalação de Aveiro da Prio é utilizada maioritariamente pela Prio, não tendo presentemente este operador uma infraestrutura de logística própria a centro e a sul. • Considerou-se que a existência de alternativas de logística a centro, através da viabilização do acesso negociado às instalações da CLC em Aveiras de Cima, e a sul, através das novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, uma parte substancial da atividade das instalações da Prio em Aveiro seria transferida para as novas instalações. • Admitiu-se que 5% da utilização das instalações de Aveiro seria transferida para a zona centro, para a área de influência da grande Lisboa, e que outros 5% seriam transferidos para fornecimento do retalho a sul. • Considerou-se ainda que as novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, poderiam permitir um reforço da posição da Prio no mercado retalhista na zona sul de Portugal. 	5%	10% (5+5)
Instalação de Aveiras de Cima da CLC – Companhia Logística de Combustíveis S.A. (CLC)	<ul style="list-style-type: none"> • A instalação da CLC em Aveiras de Cima é utilizada presentemente pela Galp Energia, Repsol, BP e Rubis, todos eles presentes no capital social da CLC. • A BP e a Rubis não operam terminais de granéis líquidos a montante das instalações da CLC. • Apenas a Galp Energia e a Repsol estão em condições de expedir produto por oleoduto para Aveiras de Cima a partir de instalações próprias, para as quais não está estabelecido um regime de acesso a terceiros, pelo que a BP e a Rubis dependem de um acordo de utilização ou aquisição de produto à saída das instalações a montante. • Os restantes operadores, não obstante, estar estabelecido um regime de acesso a terceiros às instalações da CLC, não utilizam estas infraestruturas, em grande parte, por não existir um regime acesso a terceiros às instalações a montante. • Considerou-se que a viabilização do acesso negociado às instalações da CLC em Aveiras de Cima, por intermédio das novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, permitiria que 25% da utilização das instalações da CLC em Aveiras de Cima possa ser proveniente de importações através do TGL do Porto de Sines, o qual opera em regime de Serviço Público. • Essas importações poderiam ser realizadas pelos atuais utilizadores das instalações da CLC, que não operam terminais de granéis líquidos a montante do oleoduto Sines-Aveiras de Cima (neste caso a BP e a Rubis) ou novos entrantes que, pelas razões referidas, não utilizam presentemente a instalação da CLC em Aveiras de Cima. 	25%	25%

Quadro 5-2 – Pressupostos considerados para a cenarização da utilização das novas instalações de armazenagem/expedição de combustíveis do Porto de Sines e da nova extensão ao oleoduto entre Sines – Aveiras de Cima (continuação)

Instalação	Descrição dos pressupostos	Quantificação dos pressupostos	
		FUoleoduto	FUarmazenagem
Instalação do Barreiro da Alkion Terminal Lisbon, S.A. (Alkion)	<ul style="list-style-type: none"> • A instalação do Barreiro da Alkion é utilizada pela BP e pela Cepsa, não tendo presentemente nenhum destes operadores infraestruturas próprias de logística a sul. • Considerou-se que esta infraestrutura se encontra na zona de influência das instalações da CLC, em Aveiras de Cima, pelo que não se considerou que venha a ocorrer transferência de atividade entre as instalações do Barreiro e a de Aveiras de Cima (da CLC). • Admitiu-se, porém, que dada a inexistência de alternativas viáveis a sul, tanto para a BP como para a Cepsa, 10% da atividade da instalação do Barreiro da Alkion, poderá ser transferida para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. • Admitiu-se ainda que as novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, poderiam permitir um reforço das posições da BP e da Cepsa no mercado retalhista na zona sul de Portugal. 	0%	10%
Instalação de Setúbal da Tanquisado – Terminais Marítimos, S.A. (Tanquisado)	<ul style="list-style-type: none"> • A instalação de Setúbal da Tanquisado, é utilizada em exclusivo pela Galp Energia. • A atividade reportada em 2018 para a instalação de Setúbal, da Tanquisado, é relativamente baixa, sobretudo quando comparada às outras instalações na península de Setúbal e à instalação da CLC em Aveiras de Cima. Para além disso, estando o estudo focado no cabaz gasolinas, gasóleos, jet e GPL, a instalação de Setúbal apenas mobilizou gasóleos em 2018. • Uma vez que a Galp Energia dispõe de logística a norte, centro e sul e uma vez que existem alternativas viáveis na área de influência da instalação de Setúbal da Tanquisado, considerou-se que não existirá transferência de atividade entre a instalação de Setúbal e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. 	0%	0%

Quadro 5-3 – Pressupostos considerados para a cearização da utilização das novas instalações de armazenagem/expedição de combustíveis do Porto de Sines e da nova extensão ao oleoduto entre Sines – Aveiras de Cima (continuação)

Instalação	Descrição dos pressupostos	Quantificação dos pressupostos	
		FUoleoduto	FUarmazenagem
Instalação da Trafaria da OZ Energia, S.A. (OZ Energia)	<ul style="list-style-type: none"> • A instalação da Trafaria da OZ Energia é utilizada exclusivamente pelo seu operador (ou grupo empresarial no qual o operador de encontra inserido). • A atividade reportada em 2018 para a instalação da Trafaria da OZ Energia, é relativamente baixa no que respeita a combustíveis líquidos (gasóleo), porém, é considerável no que respeita a GPL. Com efeito, a instalação da Trafaria da OZ Energia, está muito vocacionada para o fornecimento das cadeias de distribuição de GPL engarrafado e a granel da OZ. • Estando o estudo focado no cabaz gasolinas, gasóleos, jet e GPL, e dado não estar a ser considerado para nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines equipamentos e funcionalidades para o enchimento de garrafas de GPL, considerou-se que não existirá transferência de atividade entre a instalação da Trafaria e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. 	0%	0%
Instalação de armazenagem e expedição da Refinaria de Sines	<ul style="list-style-type: none"> • A instalação de armazenagem e expedição da Refinaria é utilizada em exclusivo pela Galp Energia. • Os únicos operadores que presentemente dispõem de instalações próprias para a armazenagem/expedição de produtos petrolíferos na zona sul de Portugal são a Galp Energia e a Repsol (esta apenas para gasóleos). • Dada a inexistência de alternativas viáveis a sul para a maioria dos operadores, admitiu-se que 10% da atividade da instalação de armazenagem e expedição da Refinaria de Sines, da Galp Energia, possa ser transferida para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. • Admitiu-se ainda que as novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, possam permitir um reforço das posições dos concorrentes da Galp Energia no mercado retalhista na zona sul de Portugal. 	0%	10%

Tendo em conta os pressupostos apresentados (e quantificados) no Quadro 5-1, no Quadro 5-2 e no Quadro 5-3, é determinada a utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, bem como da extensão ao oleoduto entre Sines e Aveiras de Cima, tendo como referência o ano 2018.

Importa sublinhar que as estimativas que se obtêm aplicando a metodologia referida reportam ao ano 2018, pelo que importa afetar essas estimativas por uma evolução das introduções a consumo para o horizonte 2025-2040, ou seja, importa perspetivar a atividade futura das novas instalações em causa, designadamente a instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e do novo troço do oleoduto entre Sines e Aveiras de Cima.

Tendo em conta as tendências apresentadas no capítulo 3 do presente estudo, para o mercado nacional como um todo, consideraram-se para as novas infraestruturas a replicação das perspetivas propostas pela AIE no Cenário Novas Políticas (CNP), ou cenário central do presente estudo, e nos Cenário Políticas Atuais (CPA) e Cenário Desenvolvimento Sustentável (CDS).

Para as evoluções individualizadas de procura de produtos petrolíferos do cabaz gasolinas, gasóleos, jet e GPL, tendo em conta as tendências dos CNP, CPA e CDS, mantiveram igualmente os pressupostos então estabelecidos nos quais, em agregado, as introduções a consumo seguem as cenarizações da AIE e, individualmente, assume-se que:

- a procura de jet se mantém constante ao longo do horizonte temporal de 2025 a 2040;
- e, a taxa de decréscimo do consumo de gasóleos é o dobro da estimada para as gasolinas e GPL, para o horizonte temporal entre 2025 e 2040.

Na Figura 5-1 é apresentada a previsão das quantidades mobilizadas nas novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e as quantidades despachadas a partir desta instalação através do oleoduto Sines-Aveiras de Cima, com base no CNP ajustado ao contexto nacional, para a gasolina IO95, com detalhe mensal para o ano 2025. A Figura 5-2, por sua vez, apresenta a evolução dos totais anuais de gasolina IO95, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040.

Figura 5-1 – Previsão da mobilização de gasolina IO95 na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para o ano 2025, desagregada mensalmente

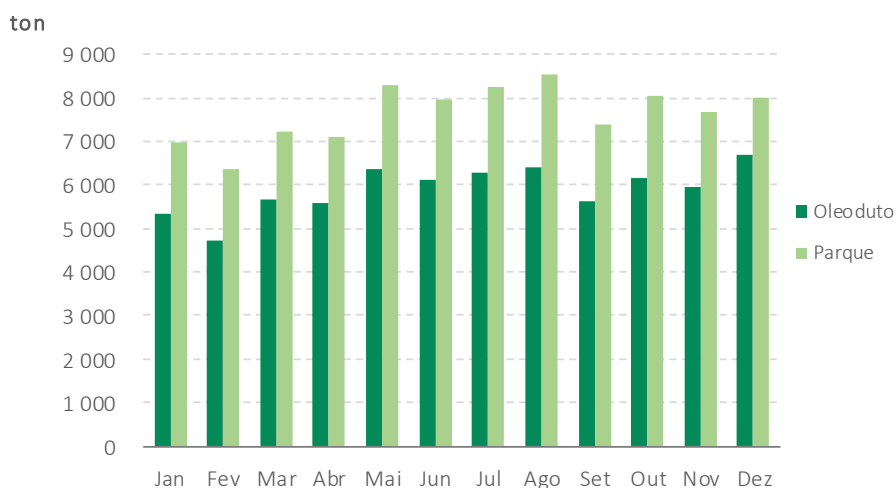
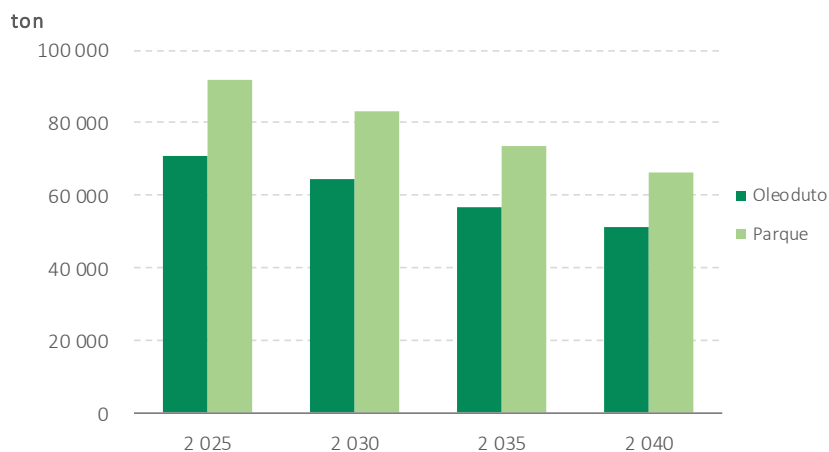


Figura 5-2 – Evolução da mobilização de gasolina IO95 na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040



Na Figura 5-3 é apresentada a previsão das quantidades mobilizadas nas novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e as quantidades despachadas a partir desta instalação através do oleoduto Sines-Aveiras de Cima, com base no CNP ajustado ao contexto nacional, para a gasolina IO98, com detalhe mensal para o ano 2025. A Figura 5-4, por sua vez, apresenta a evolução dos totais anuais de gasolina IO98, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040.

Figura 5-3 – Previsão da mobilização de gasolina IO98 na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para o ano 2025, desagregada mensalmente

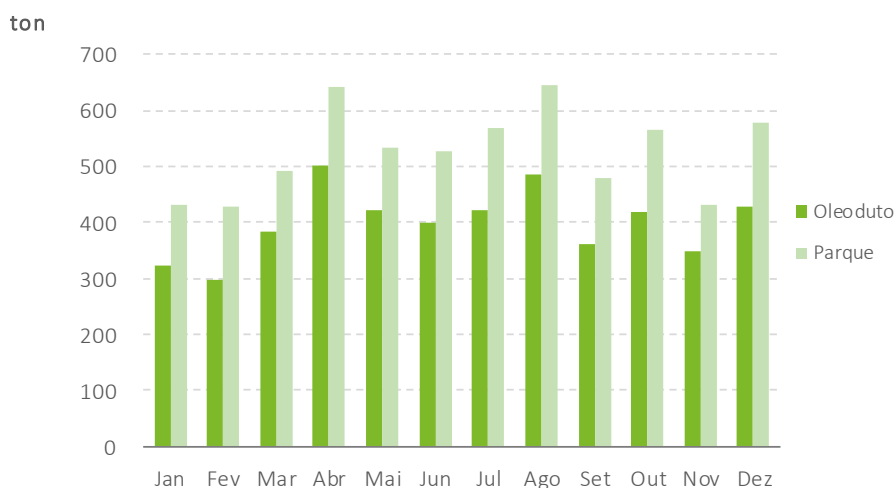
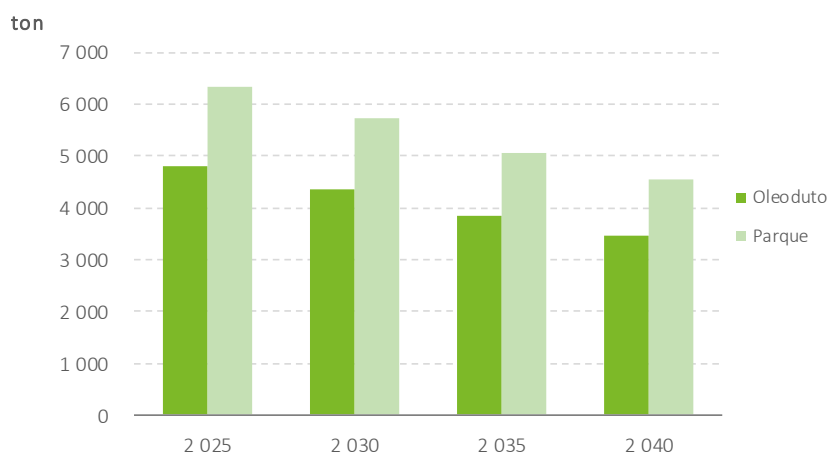


Figura 5-4 – Evolução da mobilização de gasolina IO98 na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040



Na Figura 5-5 é apresentada a previsão das quantidades mobilizadas nas novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e as quantidades despachadas a partir desta instalação através do oleoduto Sines-Aveiras de Cima, com base no CNP ajustado ao contexto nacional, para o gasóleo, com detalhe mensal para o ano 2025. A Figura 5-6, por sua vez, apresenta a evolução dos totais anuais de gasóleo, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040.

Figura 5-5 – Previsão da mobilização de gasóleo na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para o ano 2025, desagregada mensalmente

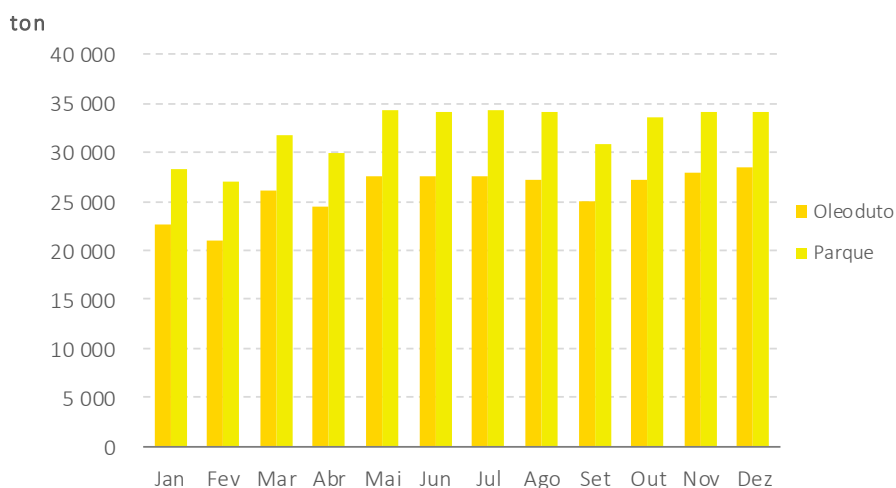
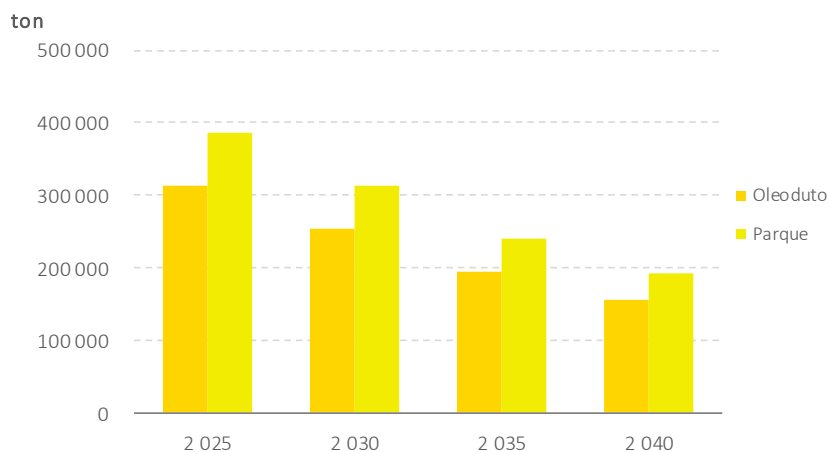


Figura 5-6 – Evolução da mobilização de gasóleo na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040



Na Figura 5-7 é apresentada a previsão das quantidades mobilizadas nas novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e as quantidades despachadas a partir desta instalação através do oleoduto Sines-Aveiras de Cima, com base no CNP ajustado ao contexto nacional, para o jet, com detalhe mensal para o ano 2025. A Figura 5-8, por sua vez, apresenta a evolução dos totais anuais de jet, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040.

Figura 5-7 – Previsão da mobilização de jet na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para o ano 2025, desagregada mensalmente

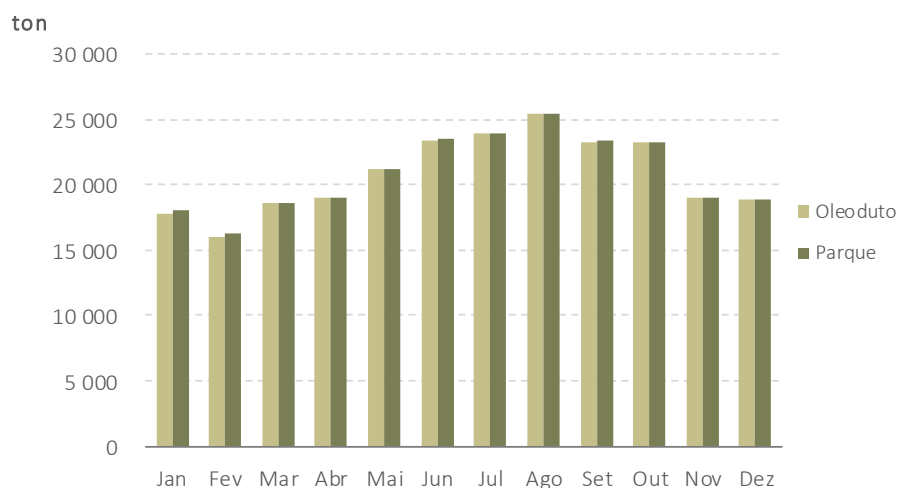
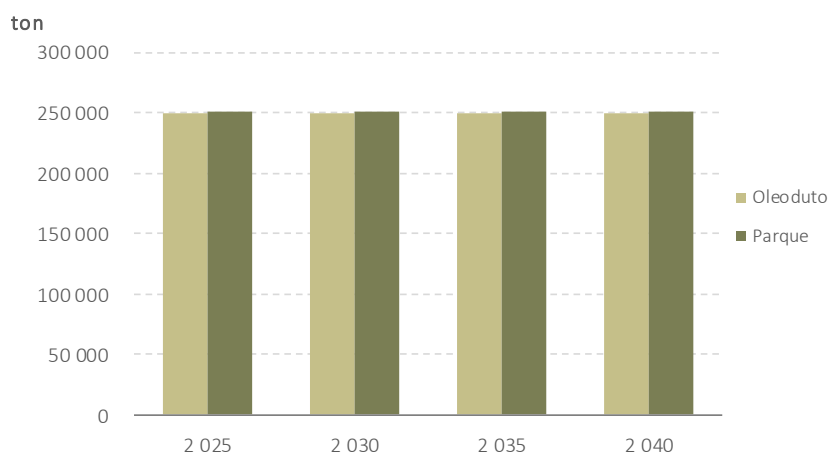


Figura 5-8 – Evolução da mobilização de jet na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040



Na Figura 5-9 é apresentada a previsão das quantidades mobilizadas nas novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e as quantidades despachadas a partir desta instalação através do oleoduto Sines-Aveiras de Cima, com base no CNP ajustado ao contexto nacional, para o propano, com detalhe mensal para o ano 2025. A Figura 5-10, por sua vez, apresenta a evolução dos totais anuais de propano, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040.

Figura 5-9 – Previsão da mobilização de propano na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para o ano 2025, desagregada mensalmente

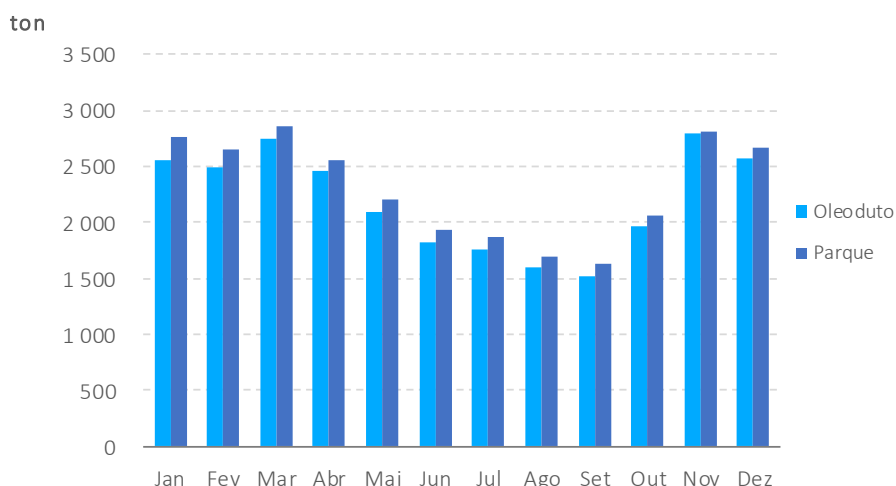
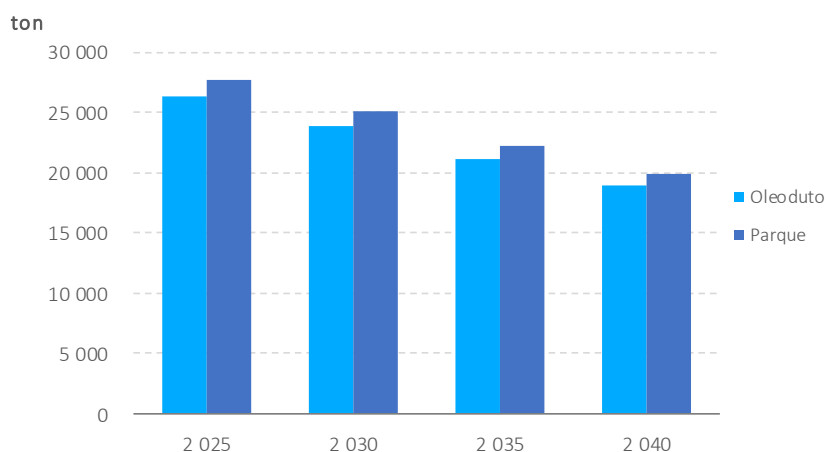


Figura 5-10 – Evolução da mobilização de propano na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040



Na Figura 5-11 é apresentada a previsão das quantidades mobilizadas nas novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e as quantidades despachadas a partir desta instalação através do oleoduto Sines-Aveiras de Cima, com base no CNP ajustado ao contexto nacional, para o butano, com detalhe mensal para o ano 2025. A Figura 5-12, por sua vez, apresenta a evolução dos totais anuais de butano, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040.

Figura 5-11 - Previsão da mobilização de butano na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para o ano 2025, desagregada mensalmente

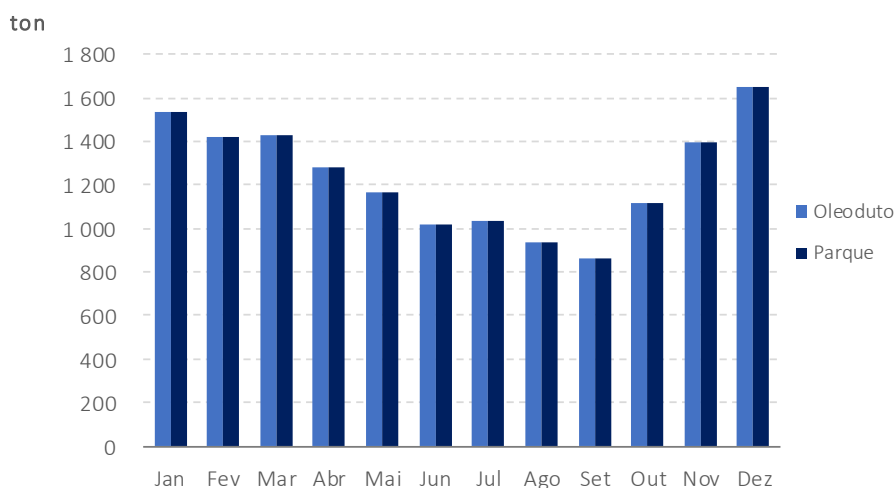
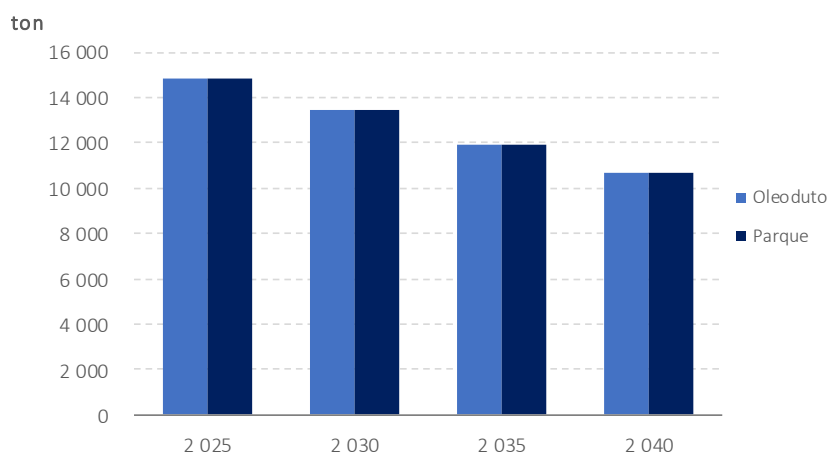


Figura 5-12 - Evolução da mobilização de butano na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e despachada para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, para o CNP, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040



5.2 PERÍODO 2041 A 2050

Para o período 2041 a 2050 considerou-se que a utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, bem como a da ligação ao oleoduto existente entre Sines e

Aveiras de Cima, deve estar associada a um conceito de reserva de capacidade, a qual é independente da mobilização de produtos petrolíferos.

Este conceito reduz o risco dos operadores das instalações face a situações de capacidade ociosa e responsabiliza os utilizadores da instalação ao mesmo tempo em que lhes confere uma maior liberdade na utilização da infraestrutura.

A reserva de capacidade adequa-se a uma filosofia de operação na qual coexistem o fornecimento de produtos petrolíferos ao retalho e serviços complementares como armazenagem de média/longa duração para arbitragem de preços no mercado grossista ou para o cumprimento das obrigações de constituição de reservas estratégicas.

A caracterização da utilização resulta da atribuição de reservas (ou direitos de utilização da capacidade) e está intimamente associada à oferta de capacidade e ao conceito de capacidade disponível o qual será determinado no capítulo 6.

6 DIMENSIONAMENTO E ORÇAMENTAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

Estando perspectivada a utilização futura da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, bem como a do troço de oleoduto entre esta instalação e o oleoduto existente da Companhia Logística de Combustíveis, S.A. (CLC) entre Sines e Aveiras de Cima, importa dimensionar as infraestruturas e determinar os custos de construção e operação.

6.1 DIMENSIONAMENTO

O dimensionamento da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines constitui um exercício simplificado, realizado sem um levantamento exaustivo no terreno sobre os seguintes aspetos:

- i. as características técnicas e operacionais do Terminal de Granéis Líquidos (TGL) do porto de Sines;
- ii. os eventuais terrenos disponíveis para a construção da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos;
- iii. os possíveis traçados de tubagem entre o TGL do Porto de Sines e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos;
- iv. o traçado do novo troço de oleoduto entre a instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e o oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima;
- v. a interoperabilidade entre as infraestruturas que, futuramente, iriam partilhar o despacho de produtos petrolíferos para o oleoduto Sines-Aveiras de Cima, designadamente a Refinaria de Sines da Galp Energia, a instalação de armazenamento e expedição de gasóleos da Repsol e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

Não obstante, parte-se do pressuposto de que a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines se encontra relativamente próxima do TGL, tendo-se considerado para este estudo uma distância de 3 quilómetros.

Consideraram-se os seguintes critérios de dimensionamento:

- O dimensionamento dos tanques de combustíveis líquidos e dos reservatórios de armazenagem de GPL são realizados tendo em conta as introduções a consumo previstas para o ano 2025, ficando previsto um período de 5 anos no qual as infraestruturas são construídas, comissionadas e entram em exploração, incluindo-se neste período uma fase de *build-up* em que a utilização das infraestruturas estabiliza.
- Considera-se, no que respeita a capacidades de armazenamento da instalação, uma rotação anual de produto não superior a 8, ou seja, a capacidade de armazenagem deve permitir no mínimo 45 dias do consumo médio anual. Este critério aplica-se a todos os produtos movimentados na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines (critério 1).
- A capacidade de armazenagem, por produto, não deve ser inferior a 1,2 vezes o limite mínimo das partidas no oleoduto Sines-Aveiras de Cima da CLC, cujos volumes³⁸ são os seguintes: (critério 2)
 - i. Gasolina IO95: 8 000 m³;
 - ii. Gasolina IO98: 8 000 m³;
 - iii. Gasóleo: 18 000 m³;
 - iv. Jet A1: 8 200 m³;
 - v. Propano: 3 100 m³;
 - vi. Butano: 800 m³.
- A capacidade de armazenagem, por produto, deve ser ajustada para 60 000 ton, caso a capacidade determinada de acordo com o critério 1 seja superior a 45 000 ton e inferior a 60 000 ton.

Esta opção (critério 3) tem como fundamento permitir que a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines receba cargas de navios de grande capacidade (i.e., 50 000 ton), tirando partido das características únicas do TGL do Porto de Sines que, no âmbito do Sistema Petrolífero Nacional (SPN), é a única infraestrutura portuária de Serviço Público que pode oferecer este serviço.

³⁸ As quantidades mínimas aceites para despacho no oleoduto multiproduto de ligação entre Sines e Aveiras de Cima estão de acordo com a informação prestada na Norma Técnica da CLC, de 28/05/2019.

- As capacidades volumétricas dos tanques de armazenamento de combustíveis líquidos, uma vez determinadas pela aplicação dos critérios 1, 2 e 3, são obtidas por aplicação do seu majorante, devendo ser arredondada por excesso para os milhares de metros cúbicos.
- As capacidades volumétricas das esferas dos GPL devem ser múltiplas de 2 000 m³.
- Devem ser previstas ilhas de enchimento de camiões cisterna com uma redundância de 100%.
- Os *pipelines* entre o TGL do Porto de Sines e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines devem ser diferenciados, pelo menos, para as trasfegas de combustíveis líquidos e para as trasfegas dos GPL, com linhas de fase líquida e redundância de 100%.
- A estação de bombagem multiproduto para o oleoduto Sines – Aveiras de Cima, da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, deve cumprir com as mesmas especificações técnicas da estação de bombagem que presentemente se encontra instalada e em operação na Refinaria de Sines.
- O troço de oleoduto multiproduto a construir, não se antecipando o traçado, terá uma extensão de 10 quilómetros.

No âmbito do presente estudo não se consideraram intervenções para reforço de capacidade nas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos da CLC, em Aveiras de Cima, uma vez que não está previsto um crescimento da atividade desta instalação. Com efeito, tendo em consideração as estimativas de evolução da procura de produtos petrolíferos da Agência Internacional de Energia (AIE), em todos os cenários, não será de prever necessidade de reforço das instalações da CLC.

Tendo em conta o exposto, a aplicação dos critérios 1, 2 e 3 para a determinação das capacidades de armazenamento da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos do Porto de Sines é apresentada no Quadro 6-2.

Quadro 6-1 – Mobilização de produto em 2025

Produto	Mobilização média (2025)		Mobilização no mês de ponta (2025)		
	[ton/dia]	[m ³ /dia]	[ton/dia]	[m ³ /dia]	Mês ¹
Gasolina IO 95	251	349	276	383	Agosto
Gasolina IO 98	17	24	21	29	Agosto
Gasóleo	1 056	1 264	1 108	1 327	Julho
Jet	686	849	823	1 019	Agosto
Propano	76	148	92	181	Março
Butano	41	70	53	92	Dezembro

1 – tendo como referência o ano de 2018

Quadro 6-2 – Dimensionamento da capacidade de armazenagem

Produto	Capacidade						Capacidade da instalação	
	Critério n.º 1		Critério n.º 2		Critério n.º 3			
	[ton]	[m ³]	[ton]	[m ³]	[ton]	[m ³]	[ton]	[m ³]
Gasolina IO 95	11 302	15 697	6 912	9 600	-	-	11 302	16 000
Gasolina IO 98	777	1 079	6 912	9 600	-	-	6 912	10 000
Gasóleo	47 503	56 890	18 036	21 600	60 000	71 856	60 000	75 000
Jet	30 860	38 216	7 946	9 840	-	-	30 860	40 000
Propano	3 406	6 665	1 901	3 720	-	-	3 406	8 000
Butano	1 827	3 162	555	960	-	-	1 827	4 000

Para além do dimensionamento da capacidade de armazenamento da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, é igualmente necessário determinar as necessidades de equipamentos para enchimento de camiões cisterna as quais são determinadas em função das quantidades a expedir, das capacidades dos camiões cisterna e dos períodos de maior atividade. O Quadro 6-3 sumariza a atividade de expedição de camiões cisterna, estimada para o ano 2025, de onde resulta o número de ilhas de enchimento a instalar.

Quadro 6-3 – Dimensionamento das instalações de enchimento de camiões-cisterna

Produto	Mobilização no mês de ponta (2025)			N.º de cisternas por dia ¹	N.º de cisternas por semana
	[ton/dia]	[m³/dia]	Mês ²		
Gasolina IO 95	69	96	Agosto	2	17
Gasolina IO 98	5	7	Agosto	0	1
Gasóleo	225	269	Agosto	7	47
Jet	11	14	Janeiro	0	2
Total (combustíveis)	310	386	---	9	67
GPL	7	13	Janeiro	1	6

1: consideraram-se capacidades unitárias de 40 m³ e 15 m³ para os camiões cisterna de combustíveis líquidos e GPL, respetivamente.

2: tendo como referência o ano de 2018

Tendo em conta o exposto no Quadro 6-3 conclui-se que a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines deverá ser dotada do seguinte equipamento de enchimento de camiões cisterna:

- Duas ilhas de enchimento de camiões cisternas multiproduto para combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleos e jet) com funcionalidades que permitam aditivação, sendo uma das ilhas permanentemente em serviço e uma de reserva.
- Duas ilhas de enchimento de camiões cisternas para os GPL (essencialmente para GPL Auto e para propano e, eventualmente, para butano).

O Quadro 6-4 apresenta uma estimativa da extensão dos oleodutos e *pipelines* entre o TGL e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e o troço de oleoduto multiproduto a construir entre esta instalação e o oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima da CLC.

Quadro 6-4 – Estimativa da extensão de oleodutos e *pipelines*

Troço	Extensão [m.l.]	Diâmetro [polegadas]
<i>Pipelines</i> multiproduto de combustíveis líquidos: TGL – Instalação	6 000	---
<i>Pipelines</i> de GPL: TGL – Instalação	6 000	---
Troço de oleoduto multiproduto: Instalação – Oleoduto existente	10 000	DN16

A nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines deverá ainda estar dotada dos seguintes equipamentos/funcionalidades:

- Sistema de bombagem, incluindo bombas redundantes e um sistema de regulação de pressão e caudal, para a expedição de produto para a instalação de Aveiras de Cima, da CLC, através do oleoduto multiproduto Sines – Aveiras de Cima;
- Estação de lançamento e receção de *pigs* para o oleoduto multiproduto, permitindo que sejam efetuadas operações de limpeza, inspeção e monitorização;
- Equipamento (*skid*) de medição para contabilização do produto expedido para o oleoduto multiproduto, incluindo funcionalidades de deteção de fugas;
- Laboratório para as verificações e análise dos combustíveis e GPL rececionados/expedidos através da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines;
- Equipamentos de processo característicos de uma instalação mista de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos, incluindo os sistemas de controlo e segurança necessários.

6.2 DADOS DA OPERAÇÃO

Tendo em conta as características da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, as estimativas sobre a mobilização de produto nessa instalação para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040, e considerando ainda as tendências previstas pela AIE para o Cenário Novas Políticas (CNP), Cenário Políticas Atuais (CPA) e Cenário Desenvolvimento Sustentável (CDS), são determinados dois parâmetros que refletem a eficiência da operação desta infraestrutura, designadamente a (i) taxa de rotação da instalação e o (ii) número de partidas efetuadas para o oleoduto multiproduto Sines – Aveiras de Cima.

A taxa de rotação corresponde à quantidade de produto mobilizado anualmente a dividir pela capacidade da instalação e determina-se por produto e, para melhor compreensão, é convertida para número de dias. A taxa de rotação, em dias, é uma medida da autonomia da instalação face a sua atividade média. Para um terminal de importação de produtos petrolíferos uma rotação de 45 dias é um valor competitivo, ao passo que a partir dos 60 dias começa a revelar alguma subutilização.

O dimensionamento das capacidades de armazenamento, realizado no ponto 6.1, adotou como critério uma rotação anual máxima de 8 (ou 45 dias) para cada produto. O Quadro 6-5 apresenta a rotação, em dias, para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, tendo em conta as estimativas de utilização em 2025, 2030, 2035 e 2040 para os CNP, CPA e CDS.

Quadro 6-5 – Rotação na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines em função dos cenários apresentados pela AIE, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040

Rotação [dias]	Novas Políticas				Políticas Atuais				Desenvolvimento Sustentável			
	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040
Gasolina IO 95	46	50	57	64	45	48	51	53	48	58	77	108
Gasolina IO 98	416	459	519	579	407	432	460	482	439	528	703	982
Gasóleo	59	73	95	119	56	64	73	80	67	101	200	461
Jet A1	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Propano	54	59	67	75	53	56	60	62	57	68	91	127
Butano	57	63	71	79	56	59	63	66	60	72	96	134

Da análise do Quadro 6-5 retiram-se as seguintes conclusões para a atividade da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, no CNP:

- A taxa de rotação para gasolina IO95 e jet é bastante razoável, durante o período 2025 a 2040.

No que respeita à gasolina IO95 o dimensionamento da capacidade de armazenagem para o ano 2025 resultou numa rotação de 46 dias e, uma vez que a taxa de decréscimo considerada para as gasolinas durante o período em análise (2025-2040) é metade da considerada para os gasóleos, a rotação em 2040 é razoável (64 dias).

A capacidade de armazenagem destinada a Jet A1, para o ano 2025, foi dimensionada permitindo uma rotação em 47 dias e manteve-se constante durante o período em análise (2025 a 2040). Este aspeto resulta de se ter considerado que a procura por Jet A1 no mercado nacional ao longo deste período não sofre alterações e, assim sendo, a atividade da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines não é afetada no que respeita a este produto.

- A taxa de rotação da instalação no que respeita a gasóleo não é particularmente interessante, tendo em 2025 uma rotação de 59 dias e em 2040 de 119 dias.

No dimensionamento da capacidade de armazenamento do gasóleo foi considerada a possibilidade de serem recebidas trasfegas de navios de grandes dimensões (50 000 ton) na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. Este aspeto motivou a que a capacidade de armazenamento inicial, prevista para 2025, permitisse uma rotação de 59 dias, o que associado à forte contração estimada no CNP para a procura de gasóleo no mercado nacional resultou numa estimativa, em 2040, de 119 dias.

Estes indicadores são pouco encorajadores e indiciam uma ineficiência elevada para um terminal projetado para a importação de produtos petrolíferos. Em contrapartida, esta taxa de rotação permite que a instalação receba navios de 50 000 ton, beneficiando os custos dos fretes e as atividades de *trading* a montante.

- A taxa de rotação para a gasolina IO98 é muito baixa e resulta da necessidade de cumprir as especificações da CLC, para o inventário mínimo para despacho através do oleoduto multiproduto para Aveiras de Cima (ver critérios de dimensionamento em 6.1). Este indicador permite antecipar um custo específico de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines elevado, eventualmente proibitivo, para este produto.
- As taxas de rotação dos GPL (propano e butano) são bastante razoáveis, sobretudo atendendo à sua muito marcada sazonalidade. No inverno as rotações no CNP descem abaixo dos 40 dias, em 2025, exigindo uma gestão bastante eficiente da instalação.

Verifica-se ainda no Quadro 6-5 o efeito das tendências de evolução da procura no CPA e no CDS na atividade da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, sendo que no CPA se requer uma maior eficiência na gestão desta infraestrutura e no CDS os indicadores de utilização da instalação ficam mais desfavoráveis no final do período em análise (2025 a 2040).

O Quadro 6-6 apresenta o número de partidas para o oleoduto multiproduto Sines – Aveiras de Cima, a partir da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, em função dos cenários apresentados pela AIE no WEO2018, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040.

É sobretudo perceptível através do Quadro 6-6 a situação já referida para a gasolina IO95, a qual terá, na melhor das hipóteses, apenas um despacho por ano através do oleoduto multiproduto para Aveiras de

Cima, tornando bastante penalizador o investimento afeto às instalações de receção, armazenagem e expedição de gasolina IO98 na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

Quadro 6-6 – Número de partidas para o oleoduto multiproduto Sines – Aveiras de Cima a partir da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, em função dos cenários apresentados pela AIE, para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040

N.º de partidas por ano	Novas Políticas				Políticas Atuais				Desenvolvimento Sustentável			
	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040
Gasolina IO 95	12	11	10	9	13	12	11	11	12	10	7	5
Gasolina IO 98	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Gasóleo	21	17	13	10	22	19	17	15	18	12	6	3
Jet A1	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Propano	17	15	13	12	17	16	15	14	16	13	10	7
Butano	32	29	26	23	33	31	29	28	30	25	19	14

6.3 ORÇAMENTAÇÃO

A estimativa dos custos de construção e operação para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, bem como para o troço de oleoduto entre a nova instalação e o oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, da CLC, foi determinada tendo como referência um *benchmark* de custos de construção e operação da DNV (Det Norske Veritas®), apresentado em 2016 para o *Estudo para a Definição de Custos de Referência para a Aquisição de Combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira*.

6.3.1 CUSTOS DE INVESTIMENTO DA INSTALAÇÃO DE ARMAZENAGEM/EXPEDIÇÃO DE PRODUTOS PETROLÍFEROS DO PORTO DE SINES E PARA O TROÇO DE LIGAÇÃO AO OLEODUTO MULTIPRODUTO EXISTENTE ENTRE SINES E AVEIRAS DE CIMA

No Quadro 6-7 e na Figura 6-1 são apresentados os custos de construção e equipamentos associados para instalações de combustíveis mistas, as quais incluem as componentes de armazenamento, receção e expedição de produtos petrolíferos por camião cisterna.

*ESTUDO CUSTO-BENEFÍCIO DO OLEODUTO DE 8 KM ENTRE O
TERMINAL DE GRANÉIS LÍQUIDOS DO PORTO DE SINES E O OLEODUTO SINES-AVEIRAS DA CLC*

O Quadro 6-7 apresenta os custos de construção desagregados pelas principais rubricas, para instalações com capacidades até 50 000 ton. Uma vez que a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines excede esta capacidade foi realizada uma extrapolação para uma capacidade até 120 000 ton, que se apresenta na Figura 6-1. A Figura 6-1 apresenta ainda uma variação de +/-20%, a qual será utilizada para a realização de um exercício de sensibilidade relativamente aos custos de construção da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

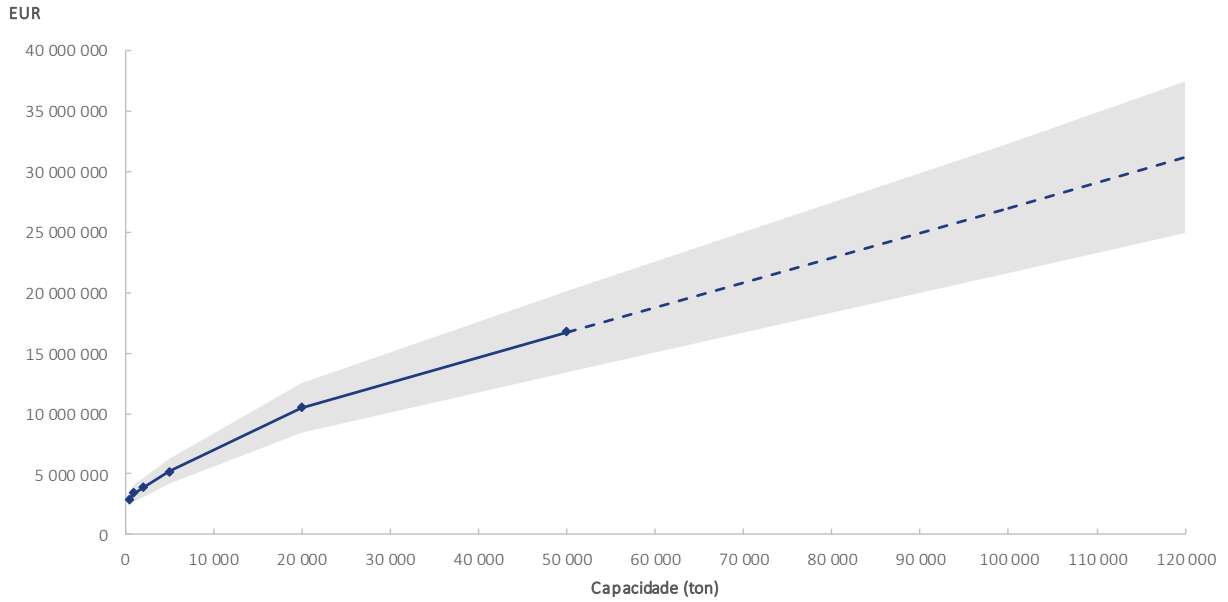
A Figura 6-2 apresenta o custo específico de construção, por ton, sendo notório que o custo decresce em função da capacidade global da instalação, como seria de esperar.

Quadro 6-7 – Custos de construção e equipamentos de instalações mistas (valores em euros)

Descrição	500 ton	1 000 ton	2 000 ton	5 000 ton	20 000 ton	50 000 ton
<i>Construction</i>	2 529 554	2 984 219	3 364 968	4 475 052	9 048 777	14 487 783
<i>Site Clearance</i>	39 749	39 749	47 669	47 699	47 699	47 699
<i>Tanks</i>	185 698	311 264	399 323	838 802	2 294 219	4 968 600
<i>Tank Foundations</i>	337 676	572 270	671 321	925 851	2 803 321	3 593 043
<i>Bund</i>	48 922	97 843	195 686	428 064	1 161 888	2 598 960
<i>Import System</i>	45 864	45 864	45 864	45 864	45 864	45 864
<i>Loading System</i>	408 536	408 536	408 536	408 536	408 536	408 536
<i>Loading Area</i>	200 945	200 945	200 945	200 945	200 945	200 945
<i>Loading Gantries</i>	124 546	124 546	124 546	124 546	124 546	124 546
<i>Fire Protection</i>	222 739	222 739	222 739	222 695	316 411	379 703
<i>Tank Fire Protection</i>	82 351	94 256	105 997	115 781	129 642	167 149
<i>Roads and Yards</i>	151 351	151 351	151 351	151 351	151 351	151 351
<i>Drainage Including Interceptor</i>	42 806	42 806	42 806	42 806	42 806	42 806
<i>Fences and Gates</i>	48 922	48 922	58 094	70 325	102 430	113 131
<i>Site / Area Lighting</i>	161 034	161 034	184 475	207 917	236 454	259 896
<i>Buildings</i>	241 041	241 041	256 329	312 385	312 385	312 385
<i>Preliminaries</i>	187 374	221 053	249 257	331 485	670 280	1 073 169
<i>Design / Engineering Services</i>	187 374	221 053	249 257	331 485	670 280	1 073 169
<i>HSE / Permit Control etc</i>	35 133	41 447	46 736	62 154	125 677	201 219
<i>Supervision / Commissioning</i>	35 133	41 447	46 736	62 154	125 677	201 219
<i>Contingency</i>	139 360	164 408	185 385	246 542	498 521	798 170
Total	2 926 554	3 452 574	3 893 082	5 177 387	10 468 932	16 761 560

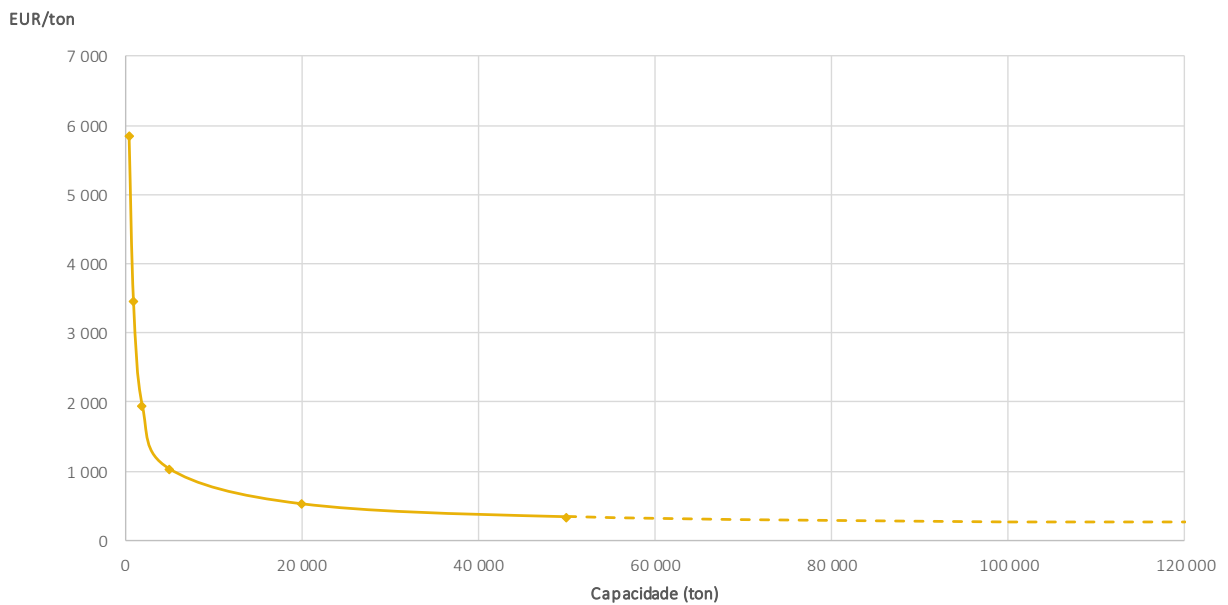
Fonte: DNV

Figura 6-1 – Custos de construção e equipamentos de instalações mistas, para capacidades inferiores ou iguais a 120 000 ton



Fonte: DNV

Figura 6-2 – Custos específicos de construção e equipamentos de instalações mistas, para capacidades inferiores ou iguais a 120 000 ton



Fonte: DNV

*ESTUDO CUSTO-BENEFÍCIO DO OLEODUTO DE 8 KM ENTRE O
TERMINAL DE GRANÉIS LÍQUIDOS DO PORTO DE SINES E O OLEODUTO SINES-AVEIRAS DA CLC*

A capacidade da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, de acordo com os dados do Quadro 6-2, corresponde a 120 045 ton (ou 153 000 m³), das quais 113 645 (ou 141 000 m³) correspondem a combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleos e jet A1).

Tendo em conta a Figura 6-2, estimou-se um custo de 30,02 milhões de euros para a componente de combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleos e jet A1) da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, tendo como referência o ano de 2016.

Para além dos combustíveis líquidos a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines também recebe GPL e, nessa medida, importa apurar os custos com as atividades relacionadas com estes produtos. O Quadro 6-8 apresenta os custos de construção para instalações de GPL até 20 000 m³, desagregados pelas principais rubricas.

Quadro 6-8 – Custos de construção e equipamentos de instalações de GPL (valores em euros)

Descrição	500 m³	1 000 m³	2 000 m³	5 000 m³	10 000 m³	20 000 m³
<i>Construction</i>	918 227	1 083 270	1 366 683	2 118 124	3 284 706	5 259 066
<i>Site Clearance</i>	21 629	21 629	21 629	28 541	47 235	69 259
<i>Tanks</i>	146 720	266 764	485 026	1 102 332	2 204 665	4 409 329
<i>Tank Foundations</i>	26 085	52 170	104 342	260 855	521 709	1 043 420
<i>Import System</i>	593 194	593 194	593 194	593 194	593 194	593 194
<i>Loading System</i>	291 772	291 772	291 772	291 772	291 772	291 772
<i>Loading Area</i>	268 440	268 440	268 440	536 880	536 880	536 880
<i>Loading Gantries</i>	119 847	119 847	178 217	178 217	270 727	270 727
<i>Fire Protection</i>	11 604	23 210	46 420	116 051	232 104	464 209
<i>Tank Fire Protection</i>	75 291	75 291	75 291	92 292	103 443	114 012
<i>Roads and Yards</i>	15 690	18 430	21 159	26 312	33 305	41 781
<i>Drainage Including Interceptor</i>	41 995	41 995	46 600	67 307	104 590	121 297
<i>Fences and Gates</i>	116 911	116 911	133 928	150 947	171 666	188 684
<i>Site / Area Lighting</i>	174 995	174 995	186 094	226 791	226 791	226 791
<i>Buildings</i>	136 034	160 484	202 740	313 257	486 623	779 120
<i>Preliminaries</i>	918 227	1 083 270	1 366 683	2 118 124	3 284 706	5 259 066
<i>Design / Engineering Services</i>	136 034	160 484	202 740	313 257	486 623	779 120
<i>HSE / Permit Control etc</i>	35 501	39 701	48 258	73 234	109 313	172 915
<i>Supervision / Commissioning</i>	35 501	39 701	48 258	73 234	109 313	172 915
<i>Contingency</i>	158 273	177 414	216 040	328 130	490 733	776 725
Total	3 323 743	3 725 702	4 536 833	6 890 728	10 305 392	16 311 216

A Figura 6-3 apresenta os custos de construção e equipamentos de instalações de GPL, apresentados no Quadro 6-8, e a Figura 6-6 o custo específico de construção, por m^3 , sendo notório que este decresce em função da capacidade da instalação.

Figura 6-3 – Custos de construção e equipamentos de instalações de GPL, para capacidades inferiores ou iguais a 20 000 m^3

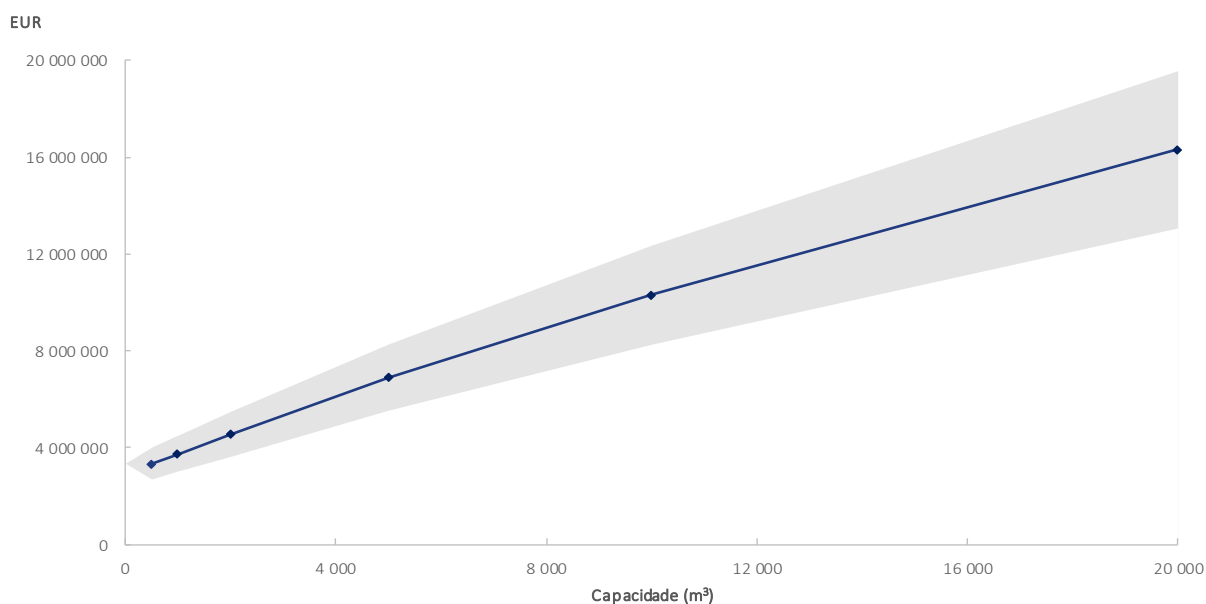
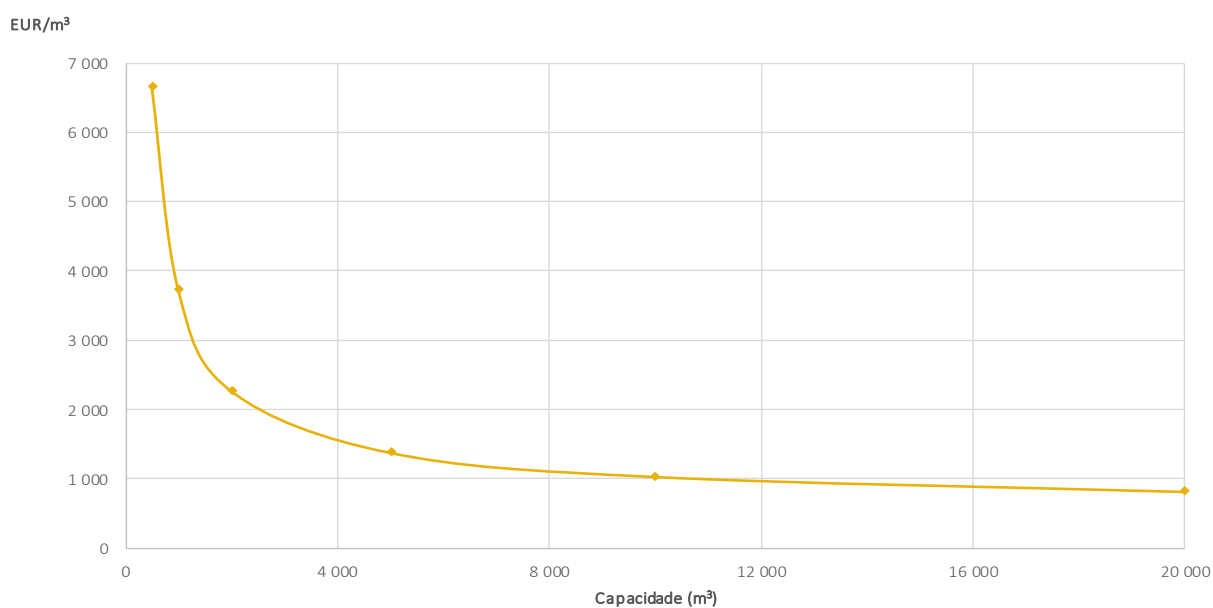


Figura 6-4 – Custos específicos de construção e equipamentos de instalações de GPL, para capacidades inferiores ou iguais a 20 000 m^3



Está projetada para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines uma capacidade de 12 000 m³ de GPL (propano e butano), o que corresponde a um custo de 11,51 milhões de euros, a custos de 2016.

Relativamente a oleodutos e *pipelines* entre o TGL do Porto de Sines e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos, bem como para o troço de oleoduto a construir entre esta instalação e o oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, da CLC, é realizado um exercício semelhante tendo igualmente como referência o *Estudo para a Definição de Custos de Referência para a Aquisição de Combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira* realizado pela DNV.

O Quadro 6-9 apresenta os custos de construção de *pipelines* e oleodutos, desagregados pelas principais rubricas, para extensões até aos 3 km.

Quadro 6-9 – Custos de construção de *pipelines* e oleodutos (valores em euros)

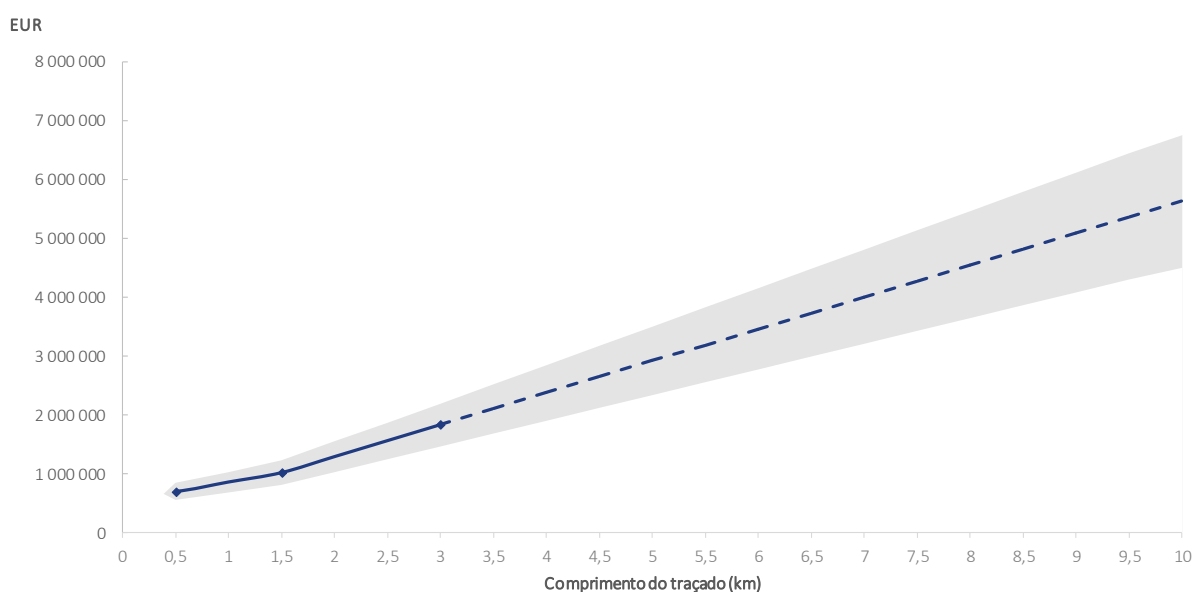
Descrição	0.5 km	1.5 km	3 km
<i>Construction</i>	601 987	877 325	1 582 027
<i>Site Clearance</i>	7 644	7 644	7 644
<i>Excavation / Backfill Trench</i>	28 940	88 196	177 081
<i>Pipelines</i>	97 843	293 530	857 147
<i>Pigging System</i>	422 968	422 968	422 968
<i>Preliminaries</i>	44 592	64 987	117 187
<i>Design / Engineering Services</i>	44 592	64 987	117 187
<i>HSE / Permite Control etc</i>	8 361	12 185	21 973
<i>Supervision / Commissioning</i>	8 361	12 185	21 973
<i>Contingency</i>	33 165	48 334	87 158
Total	696 466	1 015 016	1 830 318

Fonte: DNV

De acordo com Quadro 6-4 é estimada uma extensão total de 22 quilómetros para o novo troço de oleoduto multiproduto (10 km) e para o *piping* de trasfegas entre o TGL do Porto de Sines e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos (12 km), pelo que se realizou também uma extrapolação para uma extensão até aos 10 km, a partir da qual se consideraram os custos específicos constantes.

A Figura 6-5 apresenta os custos de construção e equipamentos para oleodutos, com extensões inferiores ou iguais a 10 quilómetros, tendo ainda uma variação de +/-20%, para um exercício de sensibilidade relativamente aos custos de construção do novo troço de oleoduto multiproduto e para o *piping* de trasfegas entre o TGL do Porto de Sines e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos.

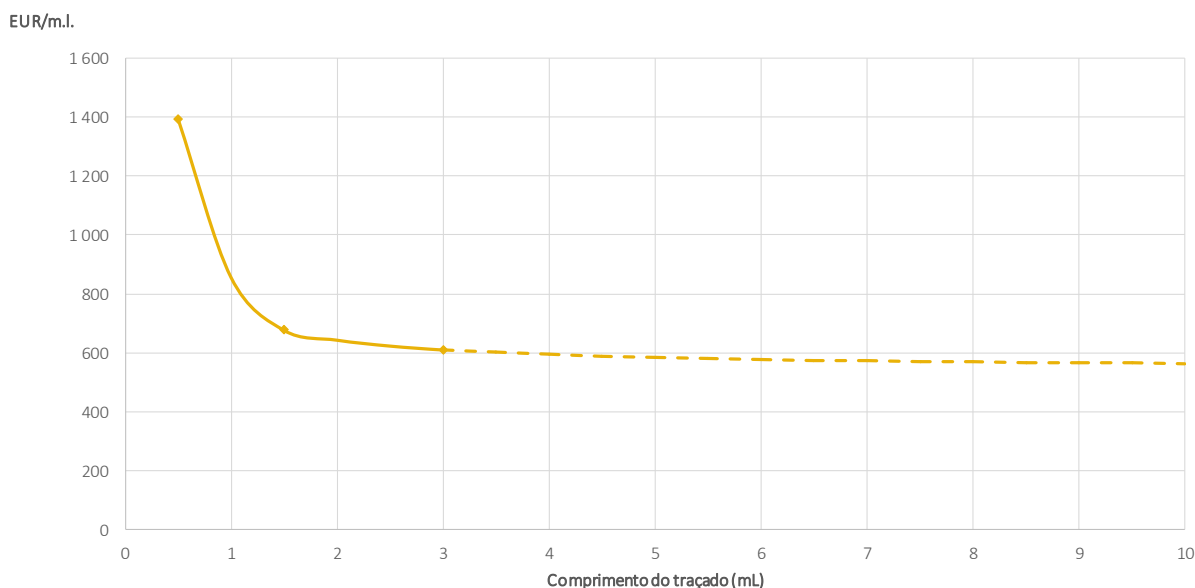
Figura 6-5 – Custos de construção de *pipelines* e oleodutos, para extensões inferiores ou iguais a 10 km



Fonte: DNV

A Figura 6-6 apresenta o custo específico de construção do oleoduto multiproduto e dos *pipelines* para trasfegas entre o TGL e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, por metro linear, o qual se torna aproximadamente constante para valores na ordem dos 560 euros por metro linear.

Figura 6-6 – Custos específicos de construção de *pipelines* e oleodutos, para extensões inferiores ou iguais a 10 km



Fonte: DNV

Considerando-se os custos específicos apresentados na Figura 6-6, estima-se um custo de construção de 12,40 milhões de euros com a construção de oleodutos e *pipelines* entre o TGL do Porto de Sines e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos e entre esta e o oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, da CLC, tendo como referência o ano de 2016.

No que respeita ao sistema de bombagem, equipamento de medição para a contabilização do produto expedido para o oleoduto e para um laboratório de análise dos combustíveis rececionados/expedidos através da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, foram estimados 10 milhões de euros, devido à inexistência de valores de referência para a orçamentação desta rubrica.

Assim, tendo em conta o exposto, o orçamento para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, bem como para o troço de oleoduto entre a nova instalação e o oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, propriedade da CLC, é de 63,92 milhões de euros com as principais rubricas desagregadas no Quadro 6-10, tendo como referência o ano de 2016.

No Quadro 6-10 são ainda apresentados os custos ajustados para os anos de 2019 e de 2025, atualizados a 2%³⁹ ao ano, de onde resulta um investimento global de 76,39 milhões de euros em 2025.

Quadro 6-10 – Orçamento da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e do troço de oleoduto multiproduto de ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima

Rubrica	Custo [M€ ₂₀₁₆]	Custo [M€ ₂₀₁₉]	Custo [M€ ₂₀₂₅]
Instalação mista (gasolinas, gasóleos e jet A1) de armazenagem e expedição de produtos petrolíferos (inclui a zona de armazenagem, enchimento de camiões cisterna e processo)	30,019	31,856	35,875
Instalação de armazenagem e expedição de GPL (inclui a zona de armazenagem, enchimento de camiões cisterna e processo)	11,507	12,211	13,751
<i>Piping</i> para trasfega entre o TGL e a zona de armazenagem	6,762	7,176	8,081
Troço de oleoduto multiproduto	5,635	5,98	6,734
Sistema de bombagem Sistema de medição de produto despachado para o oleoduto multiproduto Laboratório de análise de combustíveis líquidos e GPL	10,000	10,612	11,951
Total	63,923	67,835	76,392

O Quadro 6-11 apresenta o custo desagregado por produto, sendo o custo total repartido de acordo com os seguintes critérios:

- O custo total relativo à instalação mista de armazenagem e expedição de produtos petrolíferos, no qual se inclui a zona de armazenagem, enchimento de camiões cisterna e a zona de processo, é rateado em função da capacidade de armazenagem de combustíveis líquidos da instalação (para gasolinas, gasóleo e jet A1).
- O custo relativo à instalação de armazenagem e expedição de GPL, no qual se inclui a zona de armazenagem, enchimento de camiões cisterna e a zona de processo, é rateado em função da capacidade de armazenagem dos GPL (designadamente o propano e o butano).

³⁹ Foi aplicado o valor *target* da taxa de inflação do Banco Central Europeu.

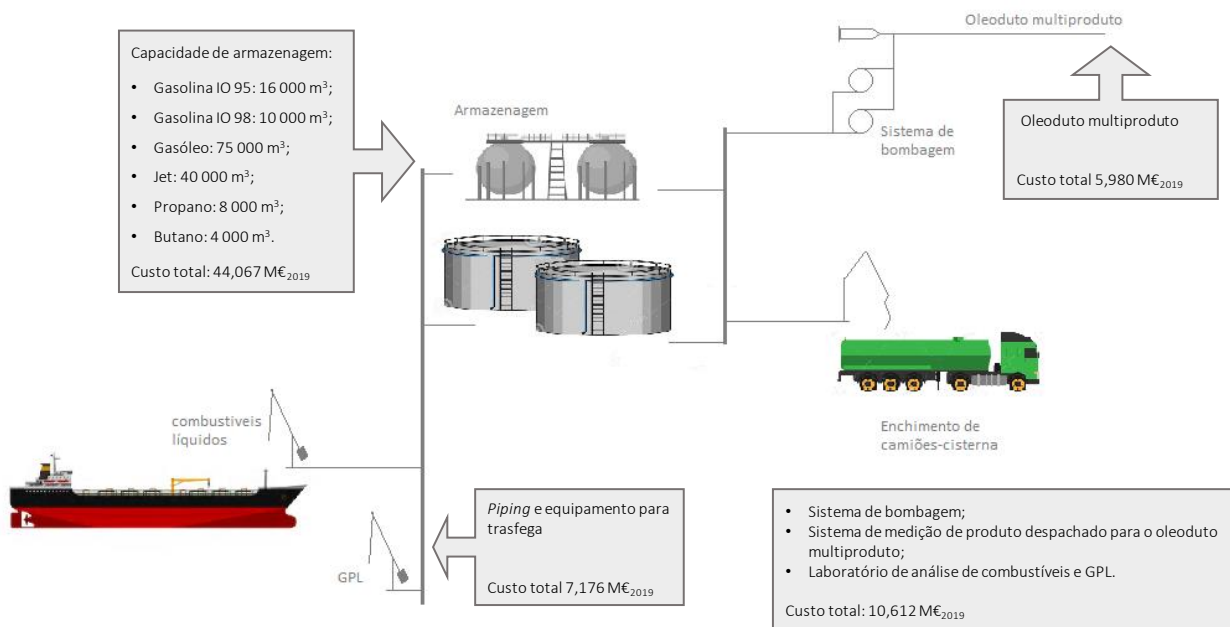
- Os custos do oleoduto, do *piping* de trasfega, do sistema de bombagem, dos sistemas de medição e do laboratório de análise de combustíveis líquidos e GPL é rateado em função das quantidades movimentadas.

Os custos apresentados no Quadro 6-11 estão atualizados para os anos de 2019 e de 2025. A Figura 6-7 apresenta esquematicamente o orçamento para a instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, e para o troço de oleoduto entre a esta e o oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, da CLC.

Quadro 6-11 – Estimativa dos custos de investimento, por produto

Produto	Custo [M€ ₂₀₁₉]	Custo [M€ ₂₀₂₅]
Gasolina IO 95	6,037	6,799
Gasolina IO 98	2,211	2,490
Gasóleo	29,356	33,059
Jet	16,720	18,830
Propano	8,646	9,737
Butano	4,865	5,479
Total	67,835	76,393

Figura 6-7 – Estimativa dos custos de investimento para a instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, e para o troço de ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, propriedade da CLC



6.3.2 CUSTOS DE OPERAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE ARMAZENAGEM/EXPEDIÇÃO DE PRODUTOS PETROLÍFEROS DO PORTO DE SINES E PARA O TROÇO DE LIGAÇÃO AO OLEODUTO MULTIPRODUTO EXISTENTE ENTRE SINES E AVEIRAS DE CIMA

No Quadro 6-12 e na Figura 6-8 são apresentados os custos de operação para as instalações de combustíveis mistas, de acordo com o *Estudo para a Definição de Custos de Referência para a Aquisição de Combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira* apresentado em 2016 pela DNV à ERSE. Estes custos incluem a operação e manutenção da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo as atividades de receção, armazenamento e expedição de produtos petrolíferos por camião cisterna.

O Quadro 6-12 apresenta os custos de operação desagregados por custos de operação/manutenção e custos com o pessoal, para instalações com capacidades até 50 000 ton. Assumiu-se que a rubrica de 'custos de operação/manutenção' corresponde aos valores apresentados pela DNV, tendo os 'custos com

o pessoal' sido revistos por comparação com custos operacionais publicados pela CLC, no Relatório e Contas do ano 2018⁴⁰.

Quadro 6-12 – Custos de operação e manutenção de instalações mistas (valores em euros)

Descrição	500 ton	1 000 ton	2 000 ton	5 000 ton	20 000 ton	50 000 ton
<i>Labour/ Staffing</i>	182 000	182 000	182 000	182 000	182 000	452 583
<i>Operating costs Maintenance</i>	66 757	111 469	148 912	258 078	707 859	1 242 733
Overall cost	248 757	293 469	330 912	440 078	889 859	1 695 316

Fonte: DNV (1); adaptado dos custos com pessoal da CLC, em 2018.

Contrariamente à abordagem seguida em 6.3.1, não foi realizada uma análise diferenciada para os custos de operação na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines em função de se tratarem de combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleos e GPL) ou de GPL (propano e butano).

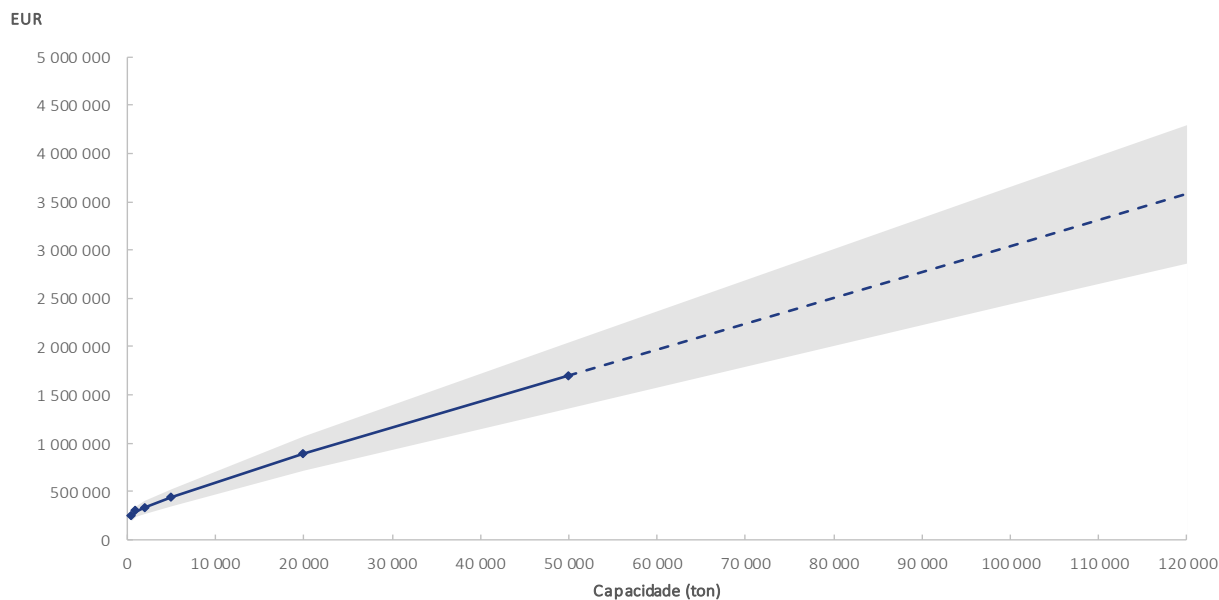
Esta simplificação baseia-se no pressuposto de que, não havendo enchimento de garrafas de GPL na nova instalação, os custos fixos com a operação e a manutenção dos reservatórios e equipamentos processuais são de uma ordem de grandeza comparável. Admitiu-se que os erros associados a esta simplificação serão pouco relevantes e enquadráveis no âmbito da análise de sensibilidade que será efetuada no final do capítulo 7 relativo à 'Análise de Custos' do projeto.

Uma vez que a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines excede a capacidade de 50 000 ton, foi realizada uma extrapolação para uma capacidade até 120 000 ton, que se apresenta na Figura 6-8. A Figura 6-8 apresenta ainda uma variação de +/-20%, a qual será utilizada para a realização de um exercício de sensibilidade relativamente aos custos de operação da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

⁴⁰ Considerou-se o custo com pessoal para o ano 2018 publicado no Relatório e Contas da Companhia Logística de Combustíveis (CLC), S.A., apenas para a operação da instalação de armazenagem, enchimento de garrafas e expedição de produtos petrolíferos de Aveiras de Cima (3,279 M€).

Desse custo foram descontados 25% relativamente aos custos com pessoal afeto às unidades de enchimento de garrafas de GPL e determinado um custo específico por ton da capacidade de armazenagem da instalação (9,05€/ton), o qual é utilizado para estimar os custos com o pessoal da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

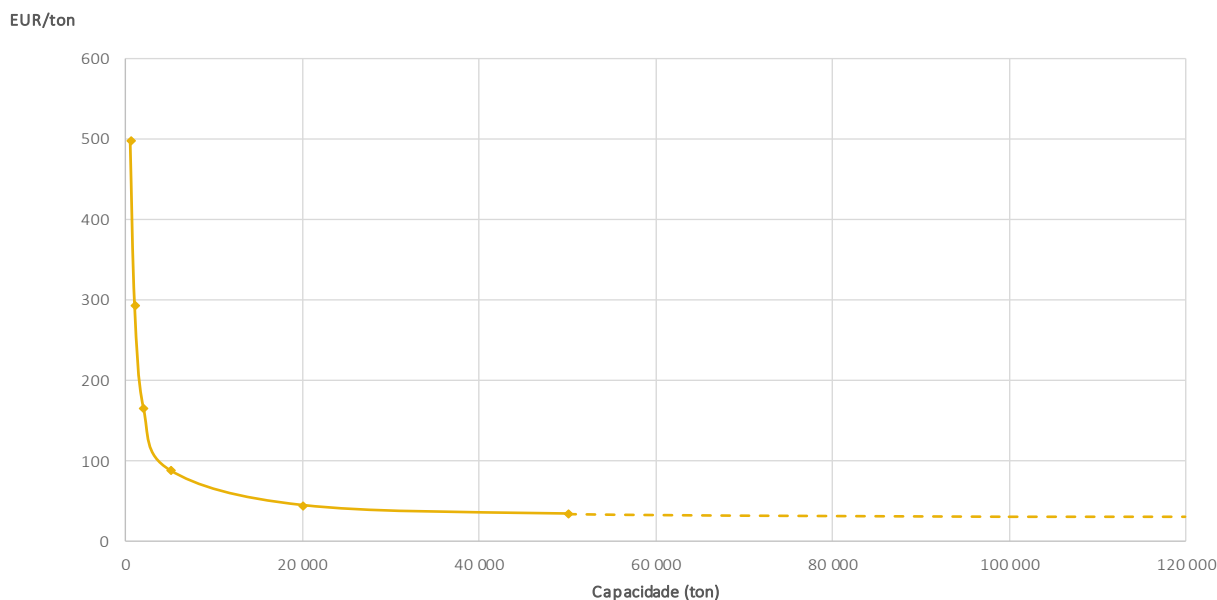
Figura 6-8 – Custos de operação de instalações mistas, para capacidades inferiores ou iguais a 120 000 ton



Fonte: DNV

A Figura 6-9 apresenta o custo específico de operação, por ton de capacidade de armazenamento, verificando-se de novo que os custos decrescem em função da capacidade global da instalação. Refira-se ainda que este custo operacional é fixo, uma vez que depende da capacidade de armazenamento da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, a qual, no âmbito de presente estudo, se mantém constante no período 2025 a 2050.

Figura 6-9 – Custos específicos para a operação de instalações mistas, para capacidades inferiores ou iguais a 120 000 ton



Fonte: DNV

De acordo com a Figura 6-8, obteve-se um custo operacional fixo da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines de 3,577 milhões de euros, a valores de 2016, os quais atualizados para 2019 representam um custo anual de 3,796 milhões de euros.

Os custos para a expedição através do oleoduto multiproduto Sines – Aveiras de Cima, através da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, são determinados tendo por base os custos operacionais publicados pela CLC, no Relatório e Contas do ano 2018.⁴¹

Em 2025 no cenário CNP está prevista a expedição de 679 986 ton de produtos petrolíferos para Aveiras de Cima a partir da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

⁴¹ Considerou-se o custo com os Fornecimentos e Serviços Externos (FSE) para o ano 2018 publicado no Relatório e Contas da Companhia Logística de Combustíveis (CLC), S.A., apenas para a operação do oleoduto multiproduto Sines – Aveiras de Cima (1,550 M€).

Desse valor foi determinado um custo específico por ton expedida no oleoduto Sines – Aveiras de Cima, da CLC, para o ano 2018 (0,52 €/ton), o qual é utilizado para estimar os custos de expedição de produtos para Aveiras de Cima a partir da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

Não foram considerados outros custos, para além dos FSE, uma vez que o novo troço de oleoduto tem apenas 10 quilómetros e os piquetes e a vigilância podem ser realizados com o pessoal da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. Os custos inerentes ao oleoduto multiproduto existente, são repercutidos sobre o preço (ou tarifa) de utilização do oleoduto da CLC.

Por aplicação de um custo específico de 0,52 €/ton⁴², o custo de operação pela expedição de produtos petrolíferos pelo oleoduto multiproduto é de 0,353 milhões de euros.

Refira-se ainda que a componente dos custos de operação relativa à expedição através do oleoduto multiproduto Sines – Aveiras de Cima, através da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, sendo determinada por aplicação de um custo específico por unidade de massa (ton) de produto expedido, é variável e depende do nível de atividade de cada ano.

O custo operacional total, tendo como referência o ano de 2019, foi estimado em 4,149 milhões de euros (3,796 + 0,353), sendo repartido por produto de forma proporcional às quantidades movimentadas. O Quadro 6-13 apresenta os custos operacionais desagregados por produto, para os anos de 2019 e 2025.

Quadro 6-13 – Estimativa dos custos de operação, por produto (milhares de euros)

Produto	Custo [k€₂₀₁₉]	Custo [k€₂₀₂₅]
Gasolina IO 95	490,089	551,920
Gasolina IO 98	33,694	37,945
Gasóleo	2 059,879	2 319,758
Jet	1 338,173	1 507,000
Propano	147,688	166,321
Butano	79,241	89,239
TOTAL	4 148,765	4 672,184
O&M da instalação de armazenagem expedição de produto	3 795,910	4 274,812
O&M do oleoduto multiproduto Sines-Aveiras de Cima ¹	352,855	397,372

1: Acrescem preços e tarifas do oleoduto multiproduto da CLC

⁴² Ver 41.

7 ANÁLISE DE CUSTOS

Estando caracterizada a utilização da nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, bem como a do troço de ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima (ver capítulo 5), e estando orçamentados, com desagregação por produto, tanto os custos de capital como os de operação para as infraestruturas referidas (ver capítulo 6), importa determinar e realizar uma análise de custos do projeto.

Para tal importa estabelecer um conjunto de parâmetros, designadamente:

- O WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), para o qual foi considerado o valor de 5,00%, de acordo com a metodologia apresentada no documento *Parâmetros de Regulação para o Período de 2020 a 2023*, para o setor do gás natural, para as atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), Transporte e Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural.

O WACC de 5,00% parte do princípio que a nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e o troço de ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima serão infraestruturas reguladas, no que respeita ao acesso a terceiros e ao estabelecimento de preços e tarifas.

A determinação do WACC considerou que a atividade de receção, armazenagem e expedição de produtos petrolíferos e a de transporte por oleoduto deve ter um nível de risco idêntico ao das atividades do setor do gás natural referidas acima e que o nível de endividamento do(s) respetivo(s) operador(es) é também semelhante.

O Quadro 7-1, retirado do documento *Parâmetros de Regulação para o Período de 2020 a 2023*, apresenta os parâmetros utilizados na definição do custo de capital das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo de gás natural e, conforme referido, é considerado na análise de custos deste projeto.

Quadro 7-1 – Parâmetros utilizados na definição do custo de capital das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo de gás natural

		Atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural	
		Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	0,57%	0,57%
Prémio de dívida	B	2,75%	2,75%
Custo da dívida antes de imposto	$C=A+B$	3,32%	3,32%
Custo da dívida depois de imposto	$D=C*(1-j)$	2,28%	2,28%
<i>Gearing</i> (Dívida/[Capital próprio+Dívida])	E	50,00%	50,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F`	3,68%	5,00%
Prémio de risco país (<i>rating</i>)	F``	2,16%	2,16%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	$F=F'+F''$	5,84%	7,16%
<i>Beta</i> do capital próprio	G	0,57	0,65
Custo do capital próprio depois de impostos	$H=A+(F*G)$	3,88%	5,24%
Custo do capital próprio antes de impostos	$I=H/(1-J)$	5,67%	7,65%
Taxa de Imposto	J	31,50%	31,50%
Custo de capital antes de impostos	$K=(C*E)+(I*[1-E])$	4,5%	5,49%
Valor proposto		5,00%	

Fonte: Documento Parâmetros de Regulação para o Período de 2020 a 2023

Adicionalmente, foi realizado uma análise de *benchmark* de empresas comparáveis, que atuam em regime de mercado, com atividades de transporte e armazenamento de produtos derivados do petróleo, resultando num WACC médio de 6,67%. (ver Anexos A1).

A análise de custos do projeto da nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e do troço de ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, considerou os dois regimes de atividade referidos – atividade regulada e atividade em regime de mercado.

- A vida útil, utilizada na análise de custos da nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e do troço de ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, tem em consideração os pressupostos adotados para as instalações da CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A. (CLC), nos quais a vida útil determinada inicialmente

para os ativos de armazenagem e transporte de produtos derivados do petróleo correspondia a 20 anos.

Pese embora, a vida útil dos ativos de armazenagem e transporte tenha sido revista⁴³ no Relatório e Contas da CLC, de 2018, tendo passado de 20 anos para 35 anos no caso da armazenagem e de 20 anos para 50 anos no caso do transporte por oleoduto, considerou-se nesta análise de custos que a vida útil da nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e do troço de ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima não deve ir além de 25 anos.

Com efeito, tendo em conta os objetivos do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC) é plausível admitir que o consumo de combustíveis será bastante reduzido a partir de 2050, pelo que a vida útil das instalações não deve refletir meramente aspetos de longevidade técnica, mas também de sustentabilidade do negócio.

- Foi considerada uma taxa de inflação de 2% nesta análise de custos, a qual reflete o *target* da política monetária do Banco Central Europeu, cuja finalidade é a estabilização de preços.
- Conforme referido no capítulo 6 a nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e o troço de ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima foi dimensionada tendo em conta as estimativas de utilização do ano 2025.

Nesta análise de custos, por simplicidade, considerou-se que a transferência para exploração das infraestruturas do projeto ocorrem também no ano 2025, a custos de 2025 (ver capítulo 6).

Seguidamente será apresentada a análise de custos, diferenciada por produto, fazendo-se também uma comparação com os custos de referência para as atividades de descarga e armazenagem de produtos derivados do petróleo, publicados pela Entidade Nacional para o Setor Energético, E.P.E. (ENSE) em 2018, e com as tarifas e preços da CLC em vigor, para a instalação de Aveiras de Cima e para o oleoduto multiproduto Sines – Aveiras de Cima.

⁴³ A vida útil dos 49 reservatórios de armazenagem foi revista de 20 para 35 anos e no caso do oleoduto de 20 para 50 anos, conforme a informação apresentada no Relatório e Contas da CLC de 2018.

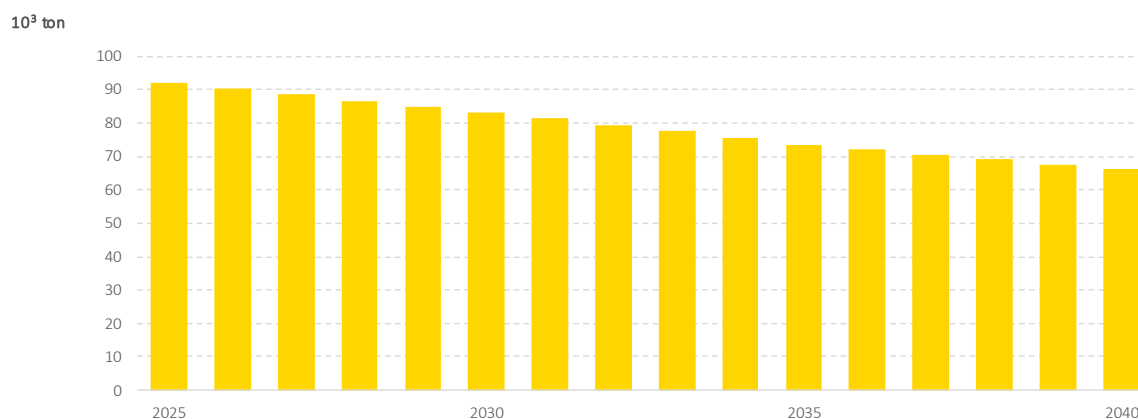
7.1 GASOLINA IO95

A análise de custos para a gasolina IO95 é apresentada de forma detalhada, levando em linha de conta a tendência de evolução dos consumos de derivados do petróleo publicadas pela AIE no CNP, para o horizonte temporal de 2025 a 2040. Não obstante, serão também apresentados os resultados para a simulação dos CPA e CDS no Quadro 7-2 e no Quadro 7-3.

7.1.1 ESTIMATIVA DE CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS

A Figura 7-1 apresenta a evolução da utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines no que respeita a gasolina IO95, tendo em conta a tendência do CNP publicada pela AIE.

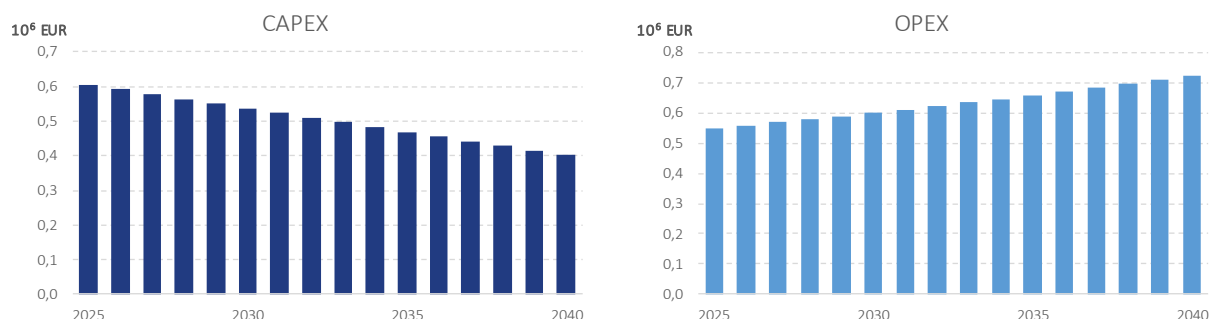
Figura 7-1 – Evolução da mobilização de gasolina IO95 na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040, para o CNP



A Figura 7-2 apresenta a evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período de 2025 a 2040.

O CAPEX é determinado tendo em conta um WACC de 5%, uma amortização constante ao longo dos 25 anos de vida útil considerados para as infraestruturas do projeto e uma entrada em exploração no ano 2025.

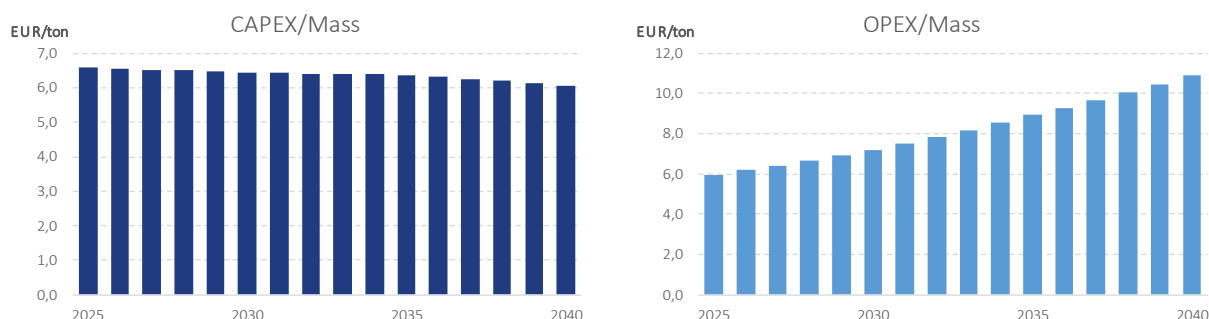
Figura 7-2 – Evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período 2025 – 2040



O OPEX parte do valor de 0,552 M€₂₀₂₅ (ver detalhe no Quadro 6-13), determinado de acordo com a metodologia apresentada no ponto 6.3.2. O OPEX é composto por uma parcela fixa, proporcional à capacidade instalada, e outra parcela variável, proporcional às quantidades mobilizadas a qual reflete os custos de operação relativos às quantidades despachadas da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines para a instalação de Aveiras de Cima da CLC.

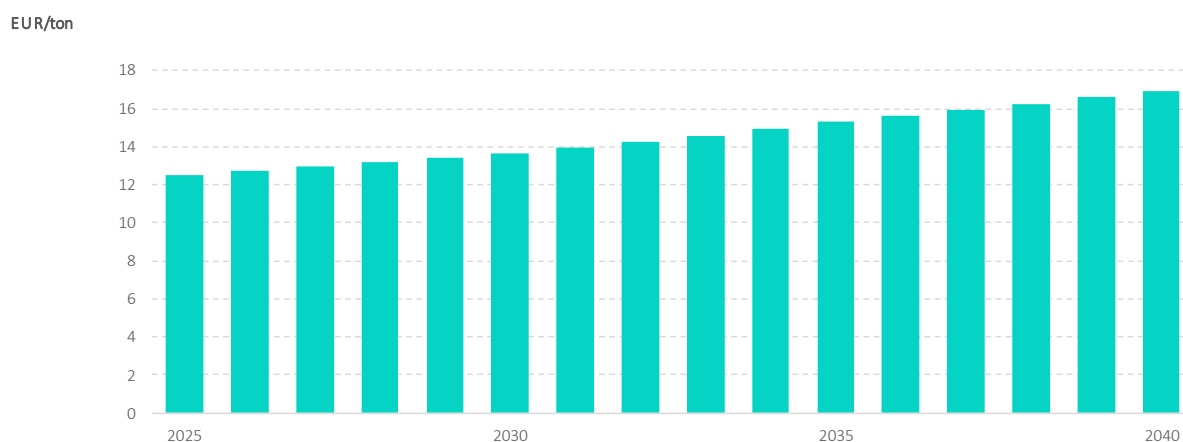
A Figura 7-3 apresenta a evolução do CAPEX e OPEX por unidade de massa (ton) de gasolina IO95 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-3 – Evolução do CAPEX e do OPEX por unidade de massa (ton) de gasolina IO95 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



A Figura 7-4 apresenta a evolução dos custos totais (TOTEX) por unidade de massa (ton) de gasolina IO95 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-4 – Evolução do TOTEX por unidade de massa (ton) de gasolina IO95 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



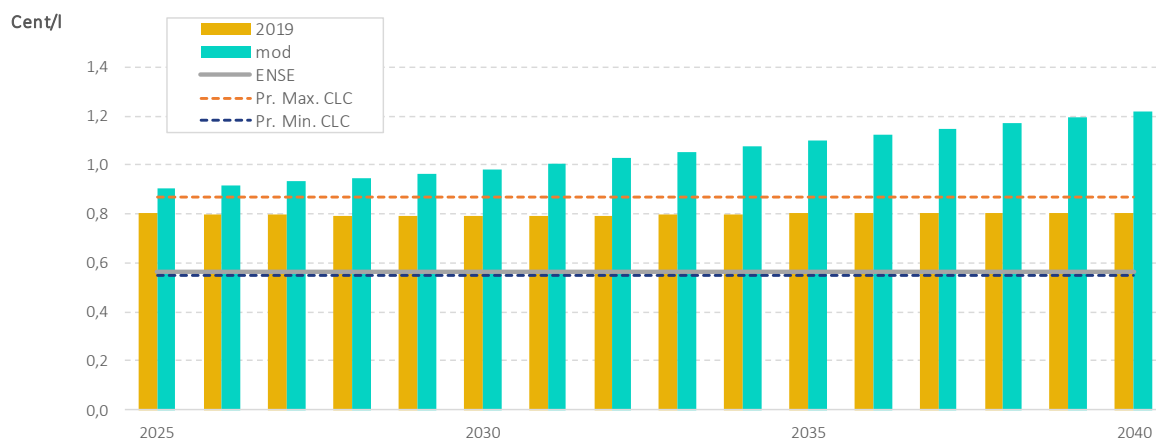
7.1.2 CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS VS CUSTOS DE REFERÊNCIA VS TARIFAS E PREÇOS DA CLC

Os custos específicos apresentados na Figura 7-4 são pouco reveladores do impacto da componente de logística, ou seja, do custo das instalações de receção/armazenagem/expedição de produtos petrolíferos, no preço de venda ao público da gasolina IO95.

Nessa medida a Figura 7-5 converte os custos específicos para uma unidade de mais fácil perceção e comparação, designadamente para cêntimos de euros por litro (cent./l). Adicionalmente, a Figura 7-5 apresenta duas séries temporais de custos específicos, em cent._{mod}/l e em cent.₂₀₁₉/l, aplicando a esta última série uma taxa de desconto de 2% com a qual se pretende refletir o efeito inflação. Os custos específicos, apurados tendo como referência o ano de 2019, são comparados aos preços máximos e

mínimos praticados atualmente pela CLC, para a mobilização de gasolina IO95 na instalação de Aveiras de Cima⁴⁴, e aos preços de referência publicados pela ENSE no seu site⁴⁵.

Figura 7-5 – Evolução do TOTEX por litro, para a gasolina IO95 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



Conforme se pode observar na Figura 7-5 os custos específicos da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines excedem os valores mínimos praticados pela CLC, na instalação de Aveiras de Cima, bem como os custos de referência publicados pela ENSE, em 45% logo no primeiro ano de exploração (2025). Porém, ficam abaixo dos preços máximos praticados pela CLC.

⁴⁴ Segundo a [Norma de Metodologia Tarifária da CLC](#), em vigor, à tarifa base para os [produtos brancos](#) (gasóleos, gasolinas e jet) [8,683€/m³] e [GPL a granel](#) [27,134€/ton] aplicam-se descontos com base na duração dos contratos e número de produtos abrangidos, sendo maior o desconto quanto maior for a duração do contrato e o número de produtos abrangidos bem como nas quantidades/volumes programados e efetivamente veiculados.

O valor da tarifa deduzida de descontos com base na maior duração do contrato, maior número de produtos abrangidos e maior quantidade contratada é de 5,505 €/m³, para os produtos brancos e de 17,203€/ton para o GPL a granel.

O preço mínimo da CLC corresponde à tarifa Base e o preço mínimo à tarifa base deduzida dos descontos máximos.

⁴⁵ Os [preços de referência](#) publicados pela ENSE. são calculados com base nos valores de cotação internacional dos produtos refinados, considerando ainda os custos com incorporação de biocombustíveis e os custos operacionais no mercado nacional.

Nos preços de referência excluem-se as componentes de retallo, tais como distribuição para os pontos de venda, margem de comercialização e o respetivo imposto sobre o valor acrescentado.

No que respeita a descarga + armazenamento o preço de referencia atual é de 0,006€/l (deduzido de 0,525€/ton relativo à componente de reservas estratégicas).

Os custos específicos aumentam ao longo do período em análise, em termos absolutos (*mod – money of the day*).

Em termos relativos, tendo como referência o ano de 2019, os custos específicos mantêm-se sensivelmente constantes. Este dado reflete que o efeito de redução do ativo líquido é contrariado pela diminuição das quantidades de gasolina IO95 mobilizadas na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, o que resulta numa estabilização do peso da componente de logística na formulação do preço final de venda ao público.

Outro aspeto que importa sublinhar refere-se ao custo de utilização do Terminal de Graneis Líquidos (TGL) do Porto de Sines, o qual acresce aos custos específicos da nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

O TGL do Porto de Sines é operado pela Companhia Logística de Terminais Marítimos, S.A. (CLT), a qual se encontra na esfera do grupo Galp Energia, SGPS, S.A. (doravante apenas Galp Energia), sendo que o regime de exploração desta infraestrutura portuária é de Serviço Público, estando vinculada a um regime de acesso a terceiros com tarifas aprovadas pela Administração do Porto de Sines (APS).

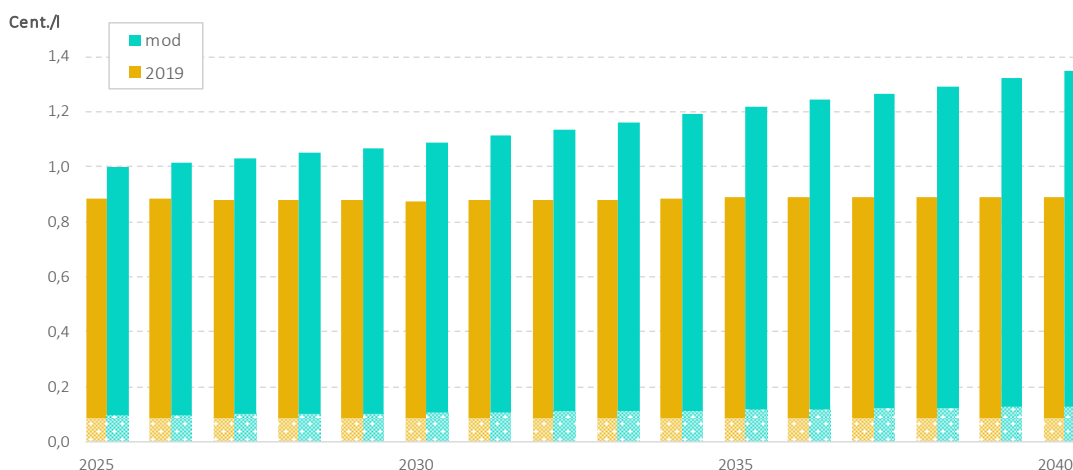
A CLT aplica um Regulamento Tarifário⁴⁶ no qual as tarifas e preços sofrem atualizações tendo em vista a recuperação dos investimentos necessários, aprovados pela APS, bem como ajustam face à taxa de inflação. Os preços atuais praticados pela CLT, para a mobilização de gasolinas, gasóleos, jet A1 e GPL é de 1,1798 €/ton.⁴⁷

A Figura 7-6 apresenta a evolução do TOTEX por litro, para a gasolina IO95 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega praticados pela CLT para o período de 2025 a 2040.

⁴⁶ A Companhia Logística de Terminais Marítimos, S.A., ou outra empresa subconcessionária devidamente autorizada, cobra, dentro da sua área de concessão, pela prestação de serviços de movimentação de cargas líquidas ou liquefeitas, pela utilização de equipamentos, pelo fornecimento de aguada a navios e pelo fornecimento de bens e prestação de serviços relativos à gestão integrada de resíduos e utilidades, as taxas previstas no [Regulamento de Tarifas](#), em vigor para o ano de 2019.

⁴⁷ De acordo com o n.º 1 do artigo 8.º - Tarifa de movimentação de cargas, da CLT.

Figura 7-6 – Evolução do TOTEX por litro, para a gasolina IO95 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-2 apresenta a variação dos custos específicos para a gasolina IO95 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega praticados pela CLT, para os CNP, CPA e CDS, aplicando um WACC de 5% característico de uma atividade regulada e um WACC de 6,67% alinhada com uma atividade em regime de mercado.

Quadro 7-2 - Variação dos custos específicos para a gasolina IO 95, para o período 2025 – 2040

	Custo específico [cent.2019/l]			
	WACC 5%		WACC 6,67%	
	Min.	Max.	Min.	Max.
CNP	0,875	0,891	0,922	0,964
CPA	0,760	0,870	0,786	0,945
CDS	0,930	1,429	1,012	1,482

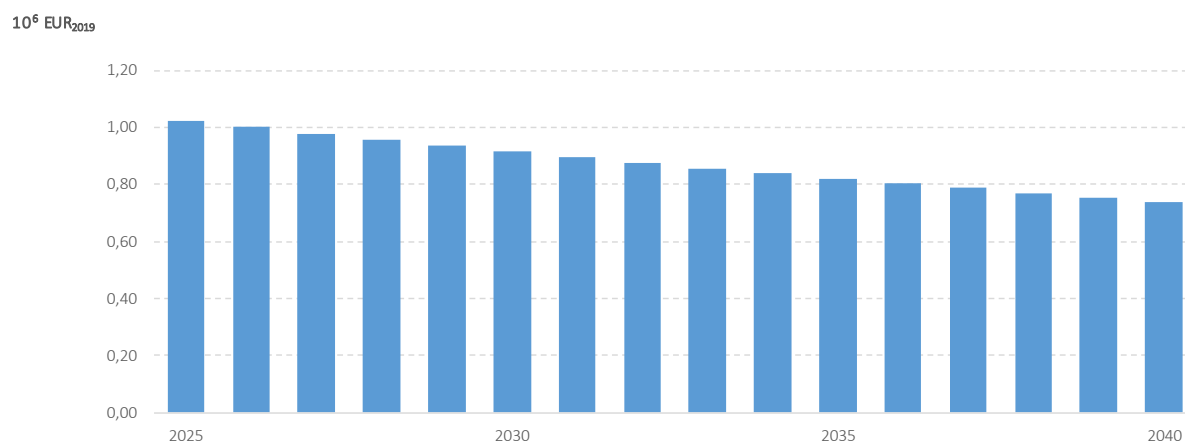
Da análise do Quadro 7-2 conclui-se que os custos específicos são crescentes do CPA para o CNP e do CNP para o CDS e são agravados pela aplicação de um WACC de 6,67%. Assim, o *benchmark* para os preços atuais praticados pela CLC, e para os custos de referência publicados pela ENSE torna-se mais desfavorável

quando a atividade é exercida em regime de mercado, bem como quanto mais ambicioso em termos ambientais for o cenário de evolução da procura de produtos derivados do petróleo simulado.

7.1.3 CUSTOS TOTAIS E ANUAIS DO PROJETO

A Figura 7-7 apresenta o custo do projeto para o horizonte temporal entre 2025 e 2040, o qual se obtém multiplicando os custos específicos determinados em 7.1.1 (a custos de 2019) pelas quantidades mobilizadas, para a gasolina IO95 e para um WACC de 5%.⁴⁸

Figura 7-7 – Custo anual do projeto em M€₂₀₁₉ para a gasolina IO95, aplicado um WACC de 5%, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-3 apresenta o custo do projeto para a gasolina IO95 entre 2025 e 2040, para os cenários CNP, CPA e CDS e para um WACC de 5% e de 6,67%.

Os resultados demonstram que os custos aumentam com o WACC. Para um WACC fixo verifica-se que os custos aumentam ligeiramente de CDS para CNP e de CNP para CPA, ou seja, aumentam quanto maior for a taxa de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, o que reflete o efeito da componente variável do OPEX.

⁴⁸ Este valor corresponde ao TOTEX anual descontando a inflação de 2% até ao ano 2019

**Quadro 7-3 – Custo do projeto para a gasolina IO95,
para o período 2025 – 2040**

Custo do projeto [M€ ₂₀₁₉]		
	WACC 5%	WACC 6,67%
CNP	13,947	14,920
CPA	13,996	14,969
CDS	13,846	14,819

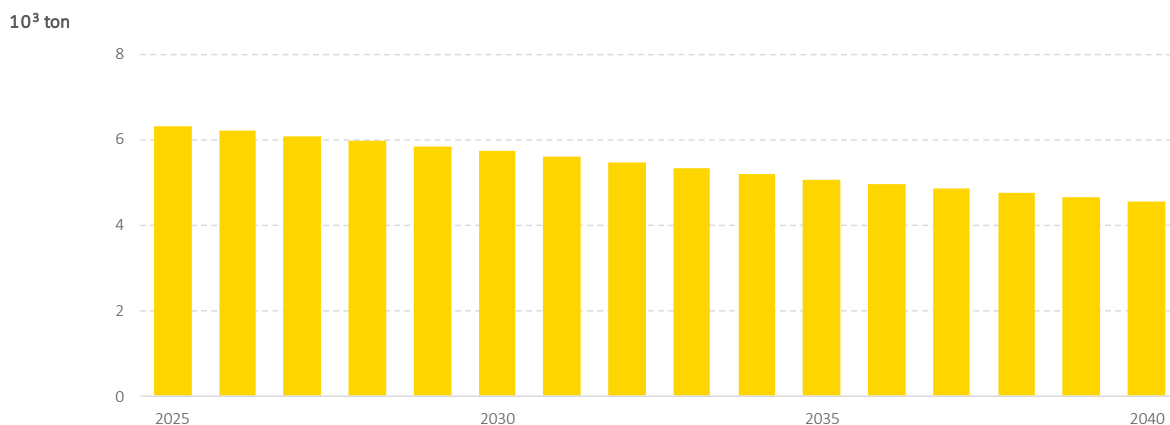
7.2 GASOLINA IO98

A análise de custos para a gasolina IO98 é apresentada de forma detalhada, levando em linha de conta a tendência de evolução dos consumos de derivados do petróleo publicadas pela AIE no CNP, para o horizonte temporal de 2025 a 2040. Não obstante, serão também apresentados os resultados para a simulação dos CPA e CDS no Quadro 7-4 e no Quadro 7-5.

7.2.1 ESTIMATIVA DE CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS

A Figura 7-8 apresenta a evolução da utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines no que respeita a gasolina IO98, tendo em conta a tendência do CNP publicada pela AIE.

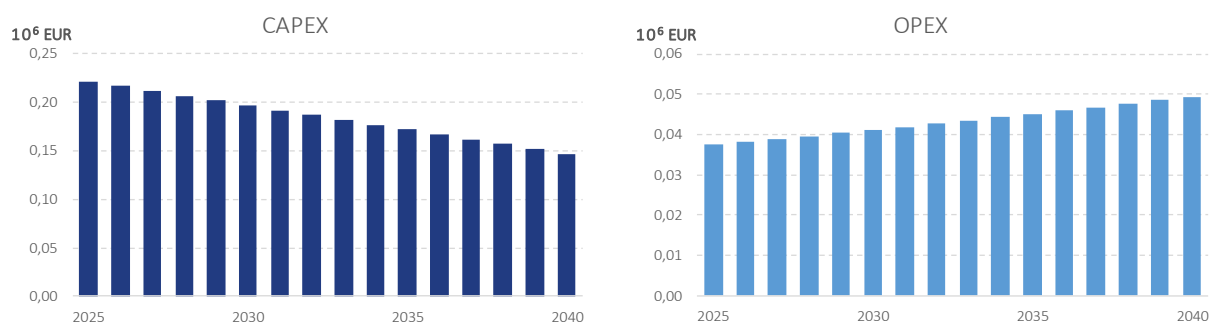
Figura 7-8 – Evolução da mobilização de gasolina IO98 na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040, para o CNP



A Figura 7-9 apresenta a evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período de 2025 a 2040.

O CAPEX é determinado tendo em conta um WACC de 5%, uma amortização constante ao longo dos 25 anos de vida útil considerados para as infraestruturas do projeto e uma entrada em exploração no ano 2025.

Figura 7-9 – Evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período 2025 – 2040

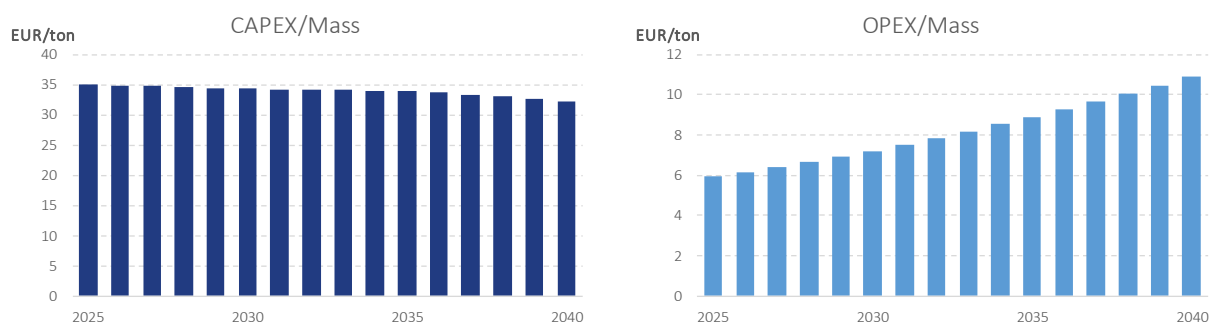


O OPEX parte do valor de 0,038 M€₂₀₂₅ (ver detalhe no Quadro 6-13), determinado de acordo com a metodologia apresentada no ponto 6.3.2. O OPEX é composto por uma parcela fixa, proporcional à

capacidade instalada, e outra parcela variável, proporcional às quantidades mobilizadas a qual reflete os custos de operação relativos às quantidades despachadas da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines para a instalação de Aveiras de Cima da CLC.

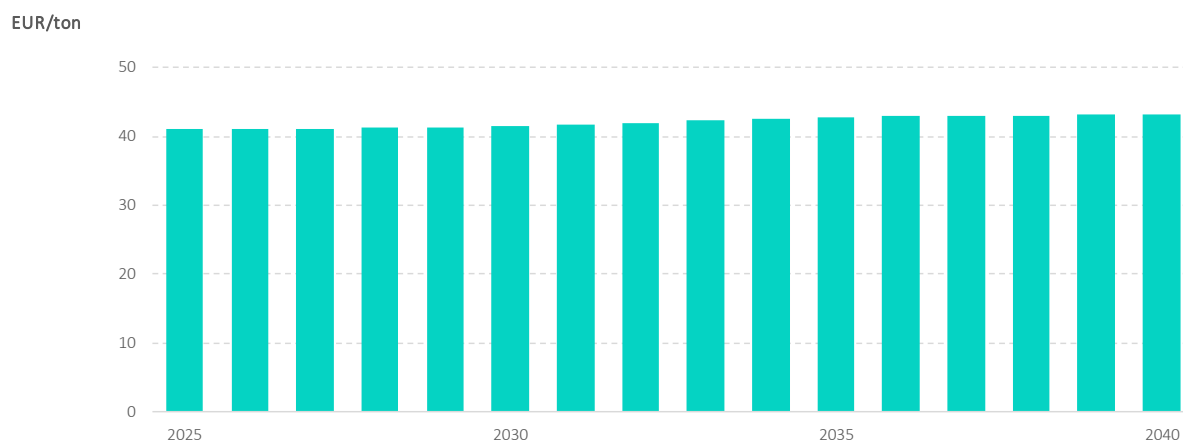
A Figura 7-10 apresenta a evolução do CAPEX e OPEX por unidade de massa (ton) de gasolina IO98 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-10 – Evolução do CAPEX e do OPEX por unidade de massa (ton) de gasolina IO98 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



A Figura 7-11 apresenta a evolução dos custos totais (TOTEX) por unidade de massa (ton) de gasolina IO98 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-11 – Evolução do TOTEX por unidade de massa (ton) de gasolina IO98 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



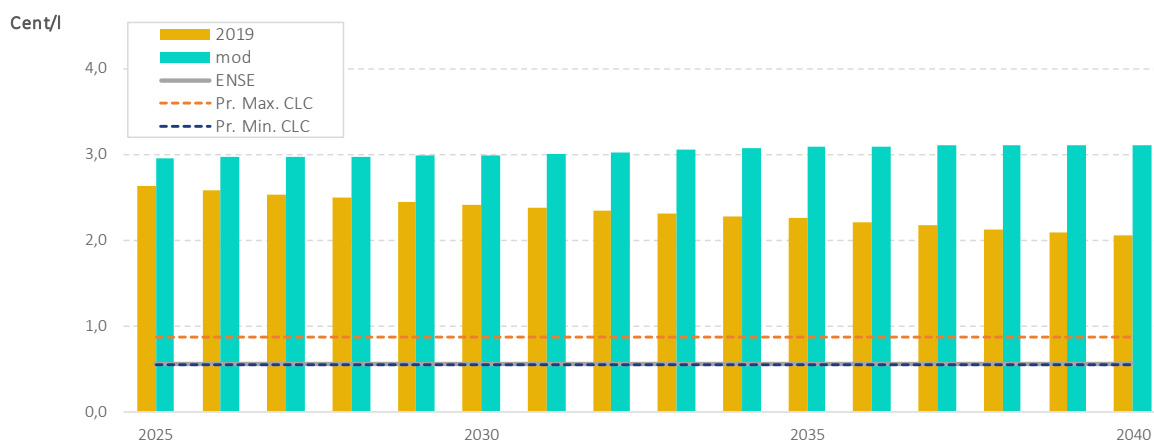
7.2.2 CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS VS CUSTOS DE REFERÊNCIA VS TARIFAS E PREÇOS DA CLC

A Figura 7-12 apresenta duas séries de custos específicos em cêntimos de euros por litro (designadamente cent._{mod}/l e cent.₂₀₁₉/l), aplicando à última série uma taxa de desconto de 2% que reflete o efeito inflação. Os custos específicos, apurados tendo como referência o ano de 2019, são comparados aos preços máximos e mínimos praticados atualmente pela CLC, para a mobilização de gasolina IO98 na instalação de Aveiras de Cima⁴⁹, e aos preços de referência publicados pela ENSE no seu site⁵⁰.

⁴⁹ Ver 44.

⁵⁰ Ver 45.

Figura 7-12 – Evolução do TOTEX por litro, para a gasolina IO98 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



Conforme se pode observar na Figura 7-12 os custos específicos da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines excedem largamente os valores praticados pela CLC, na instalação de Aveiras de Cima, bem como os custos de referência publicados pela ENSE.

Estes resultados já eram em certa medida antecipáveis quando foram determinadas as taxas de rotação, por produto, da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines (ver Quadro 6-5). Com efeito, no ponto 6.2 foi referido que a taxa de rotação para a gasolina IO98 é bastante baixa o que demonstrava as ineficiências da instalação as quais, nesta fase, se revelam em custos específicos elevados, bastante acima do praticado em instalações congéneres.

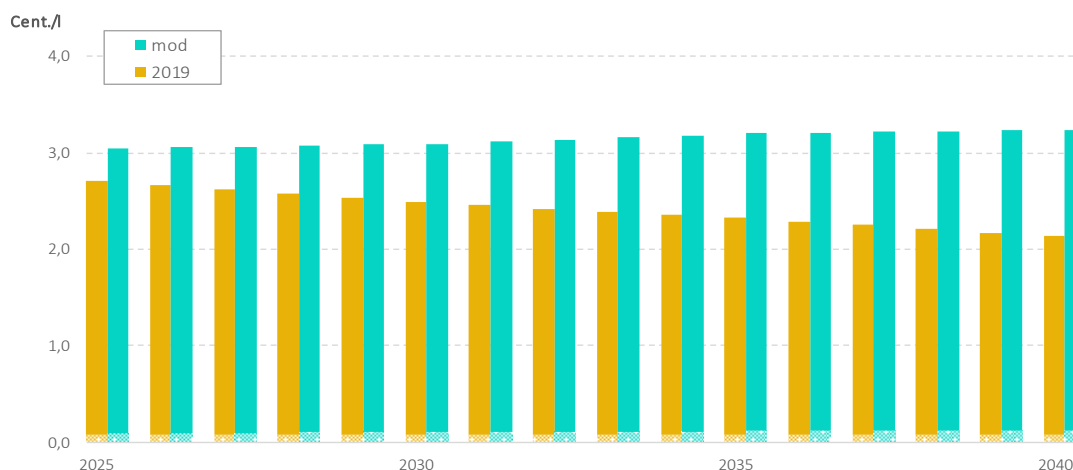
Os custos específicos, tendo como referência o ano de 2019, baixam ao longo do período 2025–2040, porém, não chegam a tornar-se competitivos.

A Figura 7-13 apresenta a evolução do TOTEX por litro, para a gasolina IO98 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo também os custos de trasfega praticados pela CLT⁵¹, para o período de 2025 a 2040, os quais agravam a apreciação apresentada acima.

⁵¹ De acordo com o n.º 1 do artigo 8.º - Tarifa de movimentação de cargas, da CLT.

Os preços atuais praticados pela CLT, para a mobilização de gasolinas, gasóleos, jet A1 e GPL é de 1,1798 €/ton.

Figura 7-13 – Evolução do TOTEX por litro, para a gasolina IO98 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-4 apresenta a variação dos custos específicos para a gasolina IO98 mobilizada na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega praticados pela CLT, para os CNP, CPA e CDS, aplicando um WACC de 5% característico de uma atividade regulada e um WACC de 6,67% alinhada com uma atividade em regime de mercado.

Quadro 7-4 - Variação dos custos específicos para a gasolina IO 98, para o período 2025 – 2040

	Custo específico [cent.2019/l]			
	WACC 5%		WACC 6,67%	
	Min.	Max.	Min.	Max.
CNP	2,137	2,707	2,302	3,120
CPA	1,796	2,650	1,933	3,054
CDS	2,840	3,541	3,224	3,821

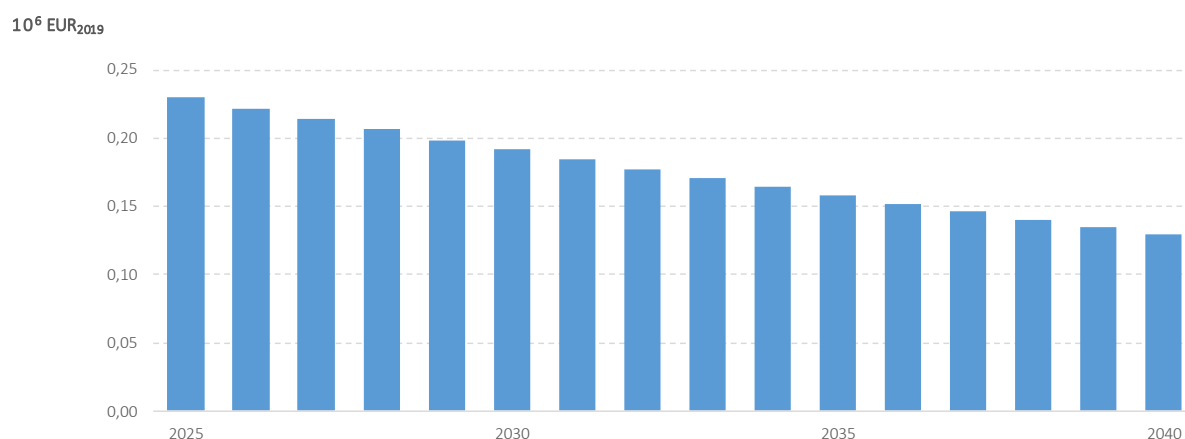
Da análise do Quadro 7-4 verifica-se que os custos específicos são crescentes do CPA para o CNP e do CNP para o CDS e são agravados pela aplicação de um WACC de 6,67%. Assim, o *benchmark* para os preços atuais praticados pela CLC, e para os custos de referência publicados pela ENSE torna-se ainda mais

desfavorável quando a atividade é exercida em regime de mercado, bem como quanto mais ambicioso em termos ambientais for o cenário de evolução da procura de produtos derivados do petróleo simulado.

7.2.3 CUSTOS TOTAIS E ANUAIS DO PROJETO

A Figura 7-14 apresenta o custo do projeto para o horizonte temporal entre 2025 e 2040, o qual se obtém multiplicando os custos específicos determinados em 7.2.1 (a custos de 2019) pelas quantidades mobilizadas, para a gasolina IO98 e para um WACC de 5%.⁵²

Figura 7-14 – Custo anual do projeto em M€₂₀₁₉ para a gasolina IO98, aplicado um WACC de 5%, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-5 apresenta o custo do projeto para a gasolina IO98 entre 2025 e 2040, para os cenários CNP, CPA e CDS e para um WACC de 5% e de 6,67%.

Os resultados demonstram que os custos aumentam com o WACC. Para um WACC fixo verifica-se que os custos aumentam ligeiramente de CDS para CNP e de CNP para CPA, ou seja, aumentam quanto maior for a taxa de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, o que reflete o efeito da componente variável do OPEX.

⁵² Este valor corresponde ao TOTEX anual descontando a inflação de 2% até ao ano 2019.

**Quadro 7-5 – Custo do projeto para a gasolina IO 98,
 para o período 2025 – 2040**

Custo do projeto [M€ ₂₀₁₉]		
	WACC 5%	WACC 6,67%
CNP	2,820	3,176
CPA	2,823	3,180
CDS	2,813	3,170

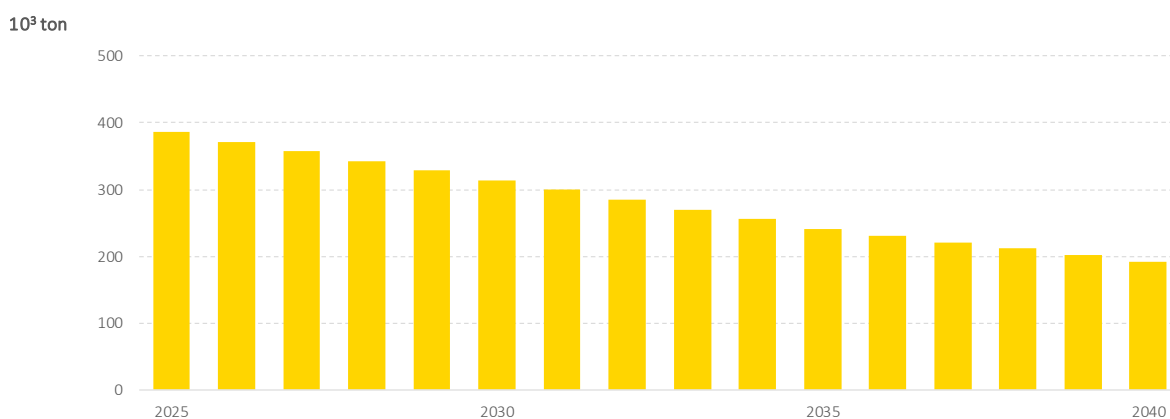
7.3 GASÓLEOS

A análise de custos para os gasóleos é apresentada de forma detalhada, levando em linha de conta a tendência de evolução dos consumos de derivados do petróleo publicadas pela AIE no CNP, para o horizonte temporal de 2025 a 2040. Não obstante, serão também apresentados os resultados para a simulação dos CPA e CDS no Quadro 7-6 e no Quadro 7-7.

7.3.1 ESTIMATIVA DE CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS

A Figura 7-15 apresenta a evolução da utilização da nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines no que respeita a gasóleos, tendo em conta a tendência do CNP publicada pela AIE.

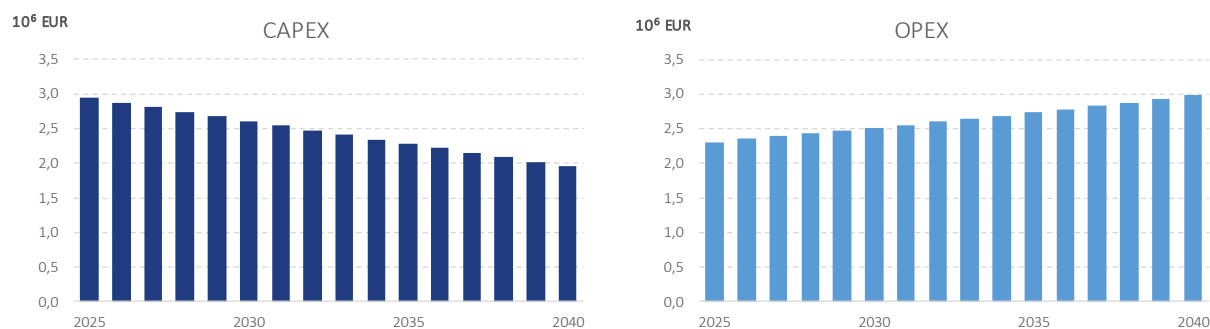
Figura 7-15 – Evolução da mobilização de gasóleos na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040, para o CNP



A Figura 7-16 apresenta a evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período de 2025 a 2040.

O CAPEX é determinado tendo em conta um WACC de 5%, uma amortização constante ao longo dos 25 anos de vida útil considerados para as infraestruturas do projeto e uma entrada em exploração no ano 2025.

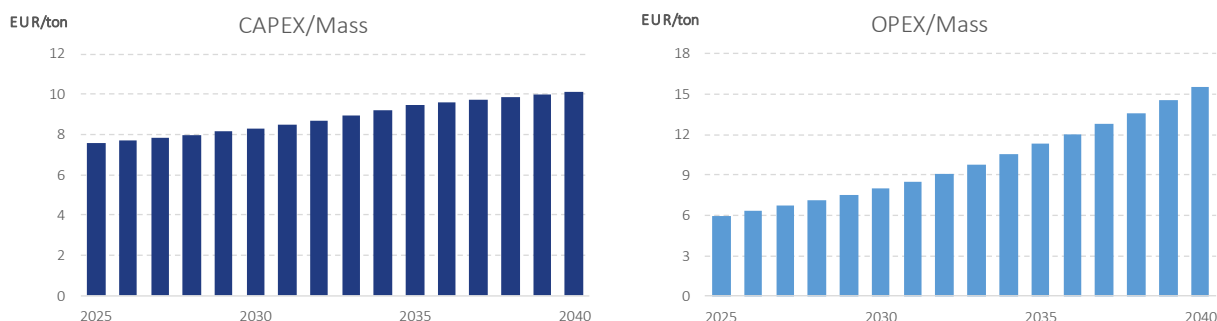
Figura 7-16 – Evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período 2025 – 2040



O OPEX parte do valor de 2,319 M€₂₀₂₅ (ver detalhe no Quadro 6-13), determinado de acordo com a metodologia apresentada no ponto 6.3.2. O OPEX é composto por uma parcela fixa, proporcional à capacidade instalada, e outra parcela variável, proporcional às quantidades mobilizadas a qual reflete os custos de operação relativos às quantidades despachadas da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines para a instalação de Aveiras de Cima da CLC.

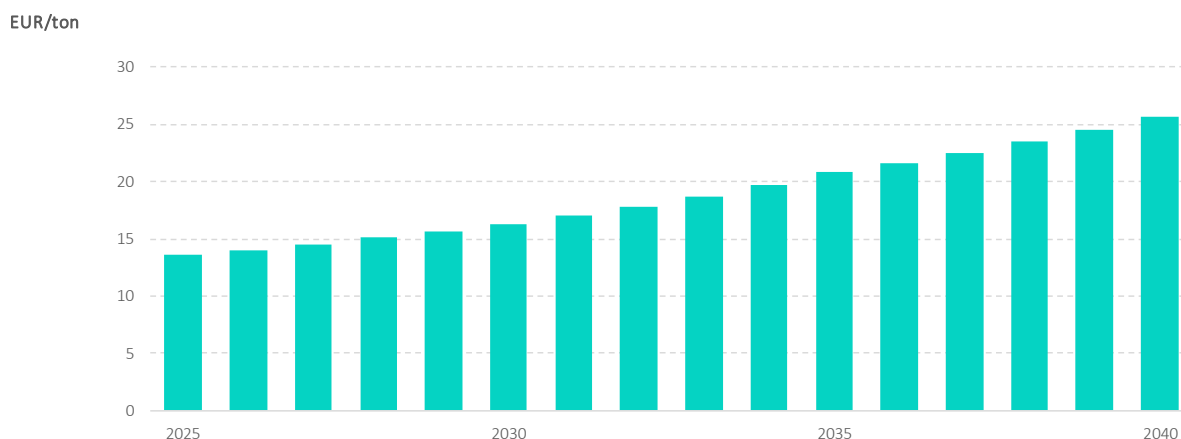
A Figura 7-17 apresenta a evolução do CAPEX e OPEX por unidade de massa (ton) de gasóleo mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-17 – Evolução do CAPEX e do OPEX por unidade de massa (ton) de gasóleo mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



A Figura 7-18 apresenta a evolução dos custos totais (TOTEX) por unidade de massa (ton) de gasóleo mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-18 – Evolução do TOTEX por unidade de massa (ton) de gasóleo mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040

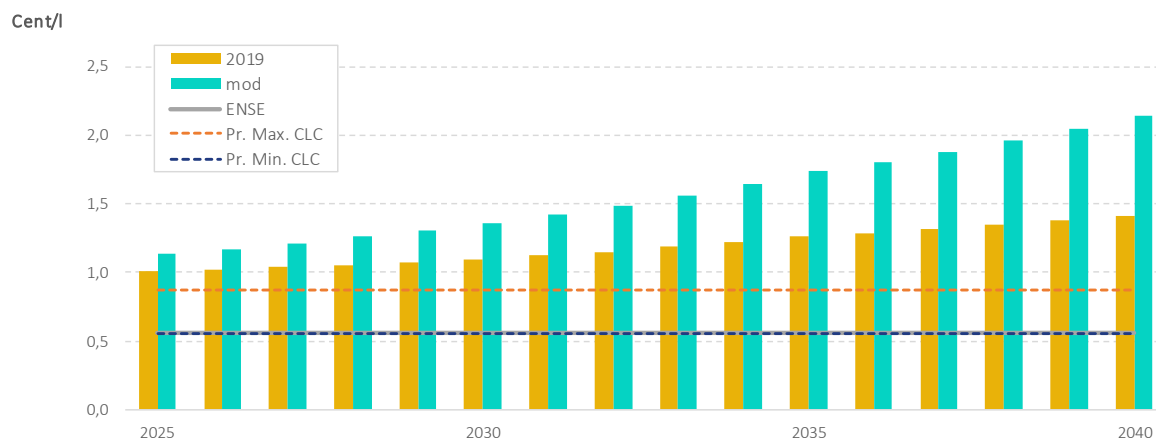


7.3.2 CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS VS CUSTOS DE REFERÊNCIA VS TARIFAS E PREÇOS DA CLC

A Figura 7-19 apresenta duas séries de custos específicos em cêntimos de euros por litro (designadamente cent.mod/l e cent.2019/l), aplicando à última série uma taxa de desconto de 2% que reflete o efeito inflação.

Os custos específicos, apurados tendo como referência o ano de 2019, são comparados aos preços máximos e mínimos praticados atualmente pela CLC, para a mobilização de gasóleo na instalação de Aveiras de Cima⁵³, e aos preços de referência publicados pela ENSE no seu site⁵⁴.

Figura 7-19 – Evolução do TOTEX por litro, para o gasóleo mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



Conforme se pode observar na Figura 7-19 os custos específicos da nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines excedem os valores máximos praticados pela CLC, na instalação de Aveiras de Cima, e duplicam, logo no primeiro ano de exploração (2025), os custos mínimos praticados pela CLC e os custos de referência publicados pela ENSE.

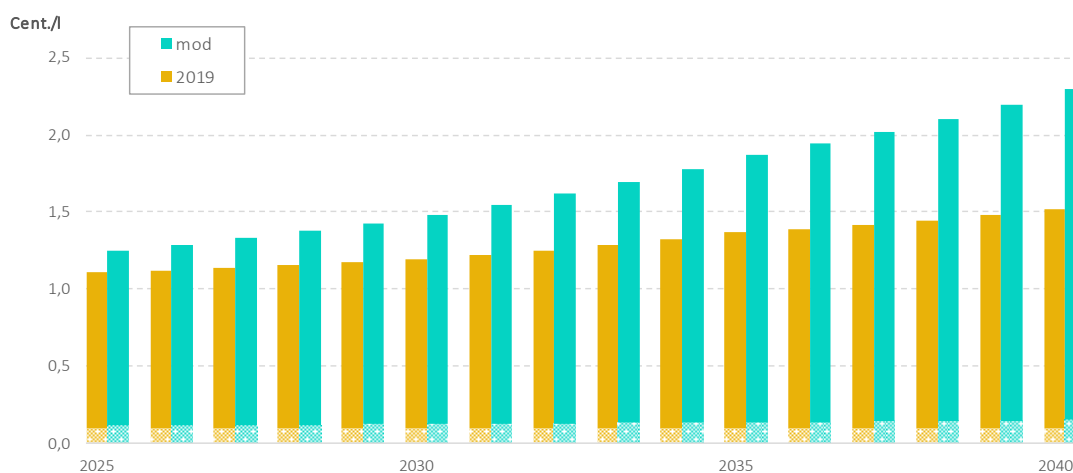
Para além disso, os custos específicos aumentam ao longo do período em análise, tanto em termos absolutos (*mod – money of the day*) como em termos relativos a custos de 2019. Este dado reflete que o efeito de redução do ativo líquido é contrariado pela diminuição expressiva das quantidades de gasóleo mobilizadas na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, o que resulta num agravamento do peso da componente de logística na formulação do preço final de venda ao público.

⁵³ Ver 44.

⁵⁴ Ver 45.

A Figura 7-20 apresenta a evolução do TOTEX por litro, para o gasóleo mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo também os custos de trasfega praticados pela CLT⁵⁵, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-20 – Evolução do TOTEX por litro, para o gasóleo mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-6 apresenta a variação dos custos específicos para o gasóleo mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega praticados pela CLT, para os CNP, CPA e CDS, aplicando um WACC de 5% característico de uma atividade regulada e um WACC de 6,67% alinhada com uma atividade em regime de mercado.

⁵⁵ De acordo com o n.º 1 do artigo 8.º - Tarifa de movimentação de cargas, da CLT.

Os preços atuais praticados pela CLT, para a mobilização de gasolinas, gasóleos, jet A1 e GPL é de 1,1798 €/ton.

Quadro 7-6 – Variação dos custos específicos para o gasóleo, para
o período 2025 – 2040

	Custo específico [cent.2019/l]			
	WACC 5%		WACC 6,67%	
	Min.	Max.	Min.	Max.
CNP	1,106	1,513	1,210	1,574
CPA	1,056	1,079	1,096	1,160
CDS	1,233	5,465	1,350	5,698

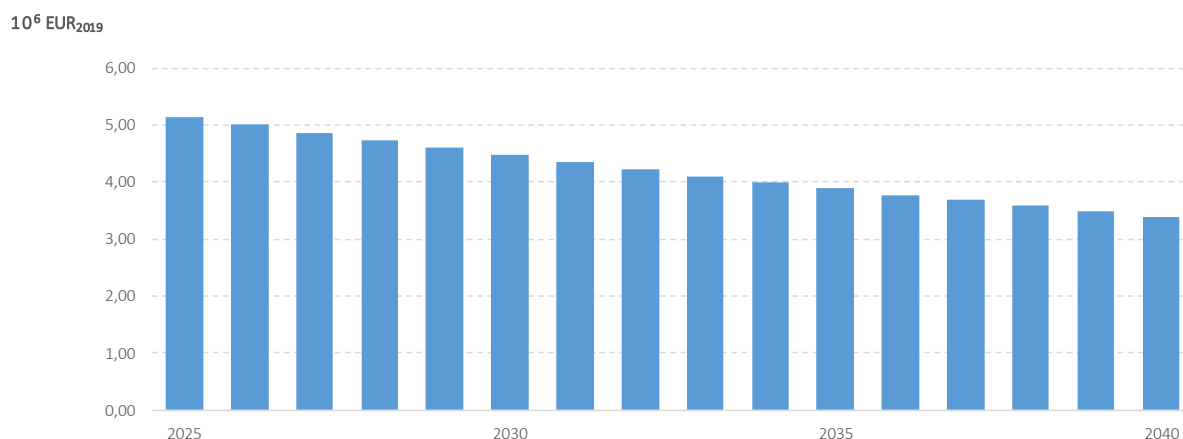
Da análise do Quadro 7-6 conclui-se que os custos específicos são crescentes do CPA para o CNP e do CNP para o CDS e são agravados pela aplicação de um WACC de 6,67%. O *benchmark* para os preços atuais praticados pela CLC, e para os custos de referência publicados pela ENSE torna-se mais desfavorável quando a atividade é exercida em regime de mercado, bem como quanto mais ambicioso em termos ambientais for o cenário de evolução da procura de produtos derivados do petróleo simulado.

7.3.3 CUSTOS TOTAIS E ANUAIS DO PROJETO

A Figura 7-21 apresenta o custo do projeto para o horizonte temporal entre 2025 e 2040, o qual se obtém multiplicando os custos específicos determinados em 7.3.1 (a custos de 2019) pelas quantidades mobilizadas, para o gasóleo e para um WACC de 5%.⁵⁶

⁵⁶ Este valor corresponde ao TOTEX anual descontando a inflação de 2% até ao ano 2019.

Figura 7-21 – Custo anual do projeto em M€₂₀₁₉ para o gasóleo, aplicado um WACC de 5%, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-7 apresenta o custo do projeto para o gasóleo entre 2025 e 2040, para os cenários CNP, CPA e CDS e para um WACC de 5% e de 6,67%.

Os resultados demonstram que os custos aumentam com o WACC. Para um WACC fixo verifica-se que os custos aumentam ligeiramente de CDS para CNP e de CNP para CPA, ou seja, aumentam quanto maior for a taxa de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, o que reflete o efeito da componente variável do OPEX.

Quadro 7-7 – Custo do projeto para o gasóleo, para o período 2025 – 2040

	Custo do projeto [M€ ₂₀₁₉]	
	WACC 5%	WACC 6,67%
CNP	62,518	67,249
CPA	62,914	67,645
CDS	61,819	66,550

7.4 JET A1

A análise de custos para o jet A1 é apresentada de forma detalhada, levando em linha de conta a tendência de evolução dos consumos de derivados do petróleo publicadas pela AIE no CNP, para o horizonte temporal

de 2025 a 2040. Não obstante, serão também apresentados os resultados para a simulação dos CPA e CDS no Quadro 7-8 e no Quadro 7-9.

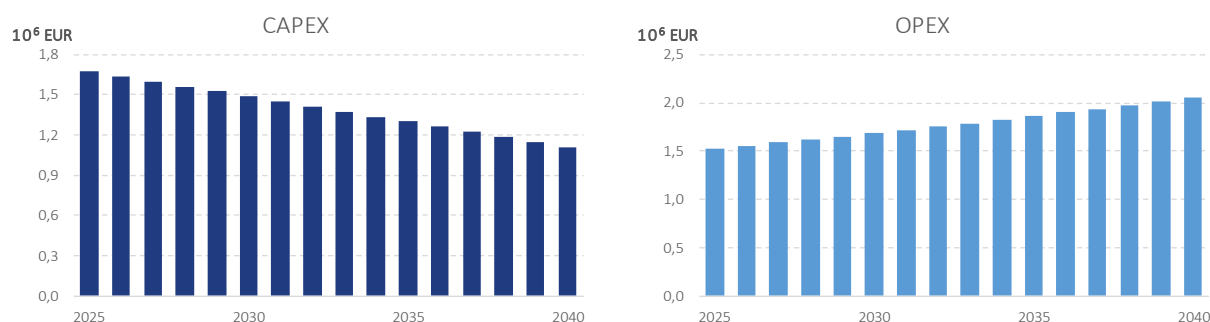
7.4.1 ESTIMATIVA DE CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS

Tal como referido na secção 5.1, assumiu-se neste estudo que a procura de jet se mantém constante ao longo do horizonte temporal de 2025 a 2040, levando a que a utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines no que respeita ao jet também seja constante⁵⁷, para todos os cenários publicados pela AIE, inclusive o CNP.

A Figura 7-22 apresenta a evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período de 2025 a 2040.

O CAPEX é determinado tendo em conta um WACC de 5%, uma amortização constante ao longo dos 25 anos de vida útil considerados para as infraestruturas do projeto e uma entrada em exploração no ano 2025.

Figura 7-22 – Evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período 2025 – 2040



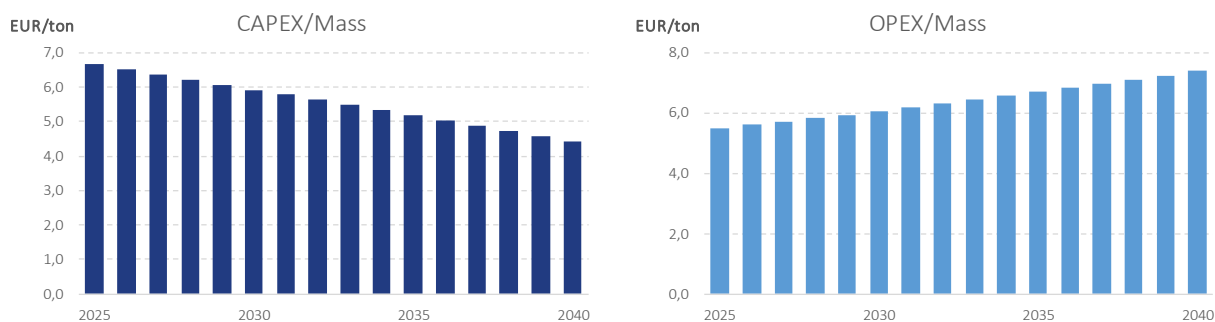
O OPEX parte do valor de 1,507 M€₂₀₂₅ (ver detalhe no Quadro 6-13), determinado de acordo com a metodologia apresentada no ponto 6.3.2. O OPEX é composto por uma parcela fixa, proporcional à

⁵⁷ As quantidades de jet mobilizadas na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines correspondem a 250 991 ton/ano.

capacidade instalada, e outra parcela variável, proporcional às quantidades mobilizadas a qual reflete os custos de operação relativos às quantidades despachadas da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines para a instalação de Aveiras de Cima da CLC.

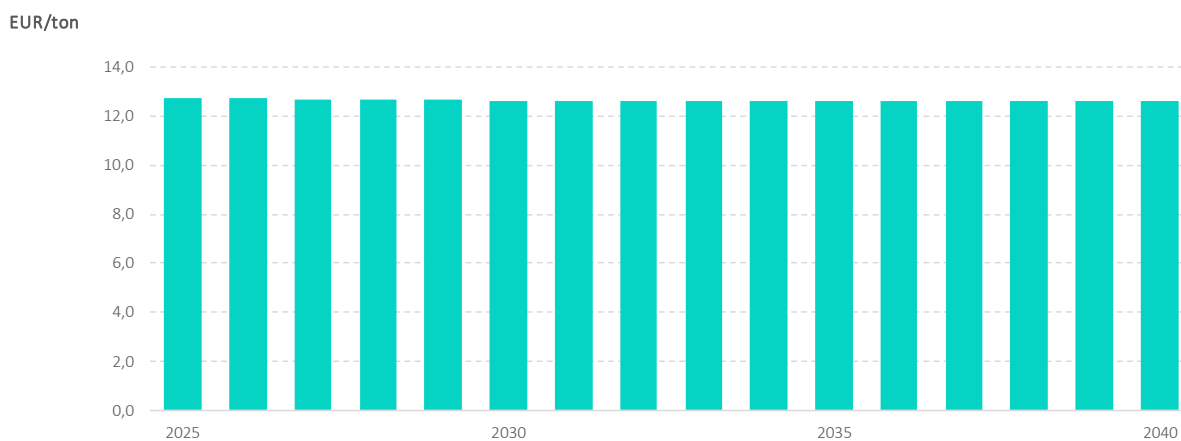
A Figura 7-23 apresenta a evolução do CAPEX e OPEX por unidade de massa (ton) de jet mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-23 – Evolução do CAPEX e do OPEX por unidade de massa (ton) de jet mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



A Figura 7-24 apresenta a evolução dos custos totais (TOTEX) por unidade de massa (ton) de jet mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-24 – Evolução do TOTEX por unidade de massa (ton) de jet mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



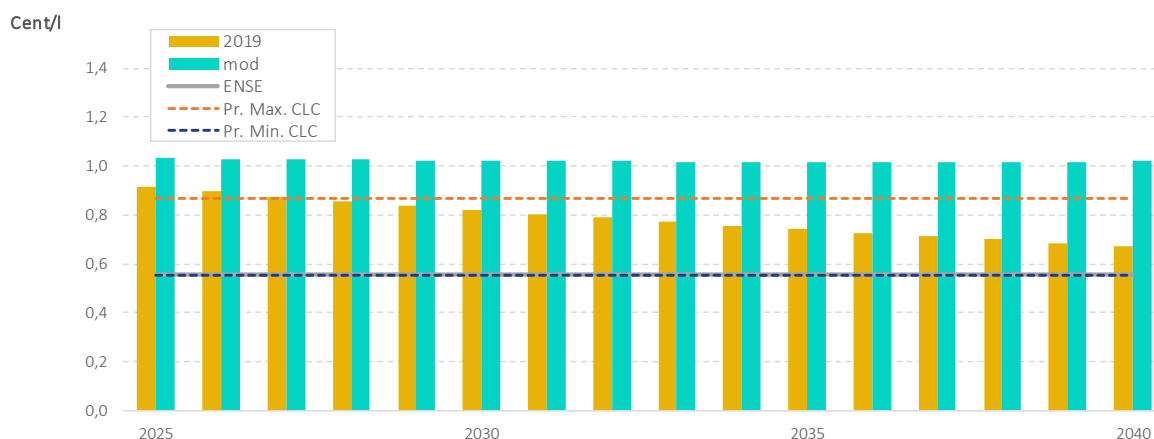
7.4.2 CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS VS CUSTOS DE REFERÊNCIA VS TARIFAS E PREÇOS DA CLC

A Figura 7-25 apresenta duas séries de custos específicos em cêntimos de euros por litro (designadamente cent._{mod}/l e cent.₂₀₁₉/l), aplicando à última série uma taxa de desconto de 2% que reflete o efeito inflação. Os custos específicos, apurados tendo como referência o ano de 2019, são comparados aos preços máximos e mínimos praticados atualmente pela CLC, para a mobilização de jet na instalação de Aveiras de Cima⁵⁸, e aos preços de referência publicados pela ENSE no seu site⁵⁹.

⁵⁸ Ver 44.

⁵⁹ Ver 45.

Figura 7-25 – Evolução do TOTEX por litro, para o jet mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



Conforme se pode observar na Figura 7-25 os custos específicos para mobilização de jet da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, em termos absolutos (*mod*), mantêm-se sensivelmente constantes no período 2025 a 2040. Tomando como referência o ano de 2019, os custos específicos de utilização das infraestruturas do projeto descem de forma acentuada, refletindo a redução do ativo líquido.

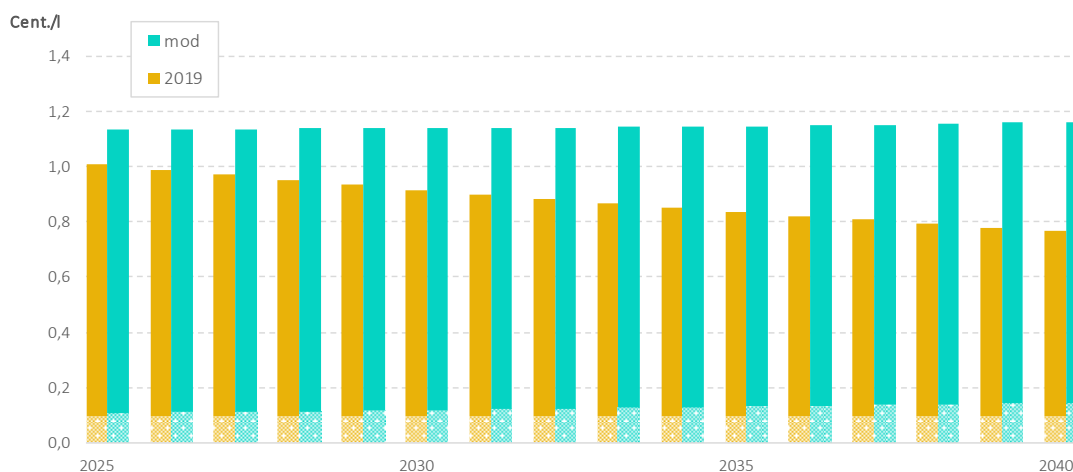
Os custos específicos (em cent.₂₀₁₉) excedem os valores máximos praticados pela CLC, na instalação de Aveiras de Cima, nos primeiros três anos de atividade (entre 2025 a 2028). Entre 2029 e 2040 os custos específicos (em cent.₂₀₁₉) para mobilização de jet situam-se no intervalo de preços praticados pela CLC, aproximando-se dos valores mínimos em 2040.

A Figura 7-26 apresenta a evolução do TOTEX por litro, para o jet mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo também os custos de trasfega praticados pela CLT⁶⁰, para o período de 2025 a 2040.

⁶⁰ De acordo com o n.º 1 do artigo 8.º - Tarifa de movimentação de cargas, da CLT.

Os preços atuais praticados pela CLT, para a mobilização de gasolinas, gasóleos, jet A1 e GPL é de 1,1798 €/ton.

Figura 7-26 – Evolução do TOTEX por litro, para o jet mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-8 apresenta a variação dos custos específicos para o jet A1 mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega praticados pela CLT, para os CNP, CPA e CDS, aplicando um WACC de 5% característico de uma atividade regulada e um WACC de 6,67% alinhada com uma atividade em regime de mercado.

Quadro 7-8 – Variação dos custos específicos para o jet, para o período 2025 – 2040

Custo específico [cent.2019/l]					
		WACC 5%		WACC 6,67%	
		Min.	Max.	Min.	Max.
CNP		0,768	1,011	0,793	1,099
CPA		0,768	1,011	0,793	1,099
CDS		0,768	1,011	0,793	1,099

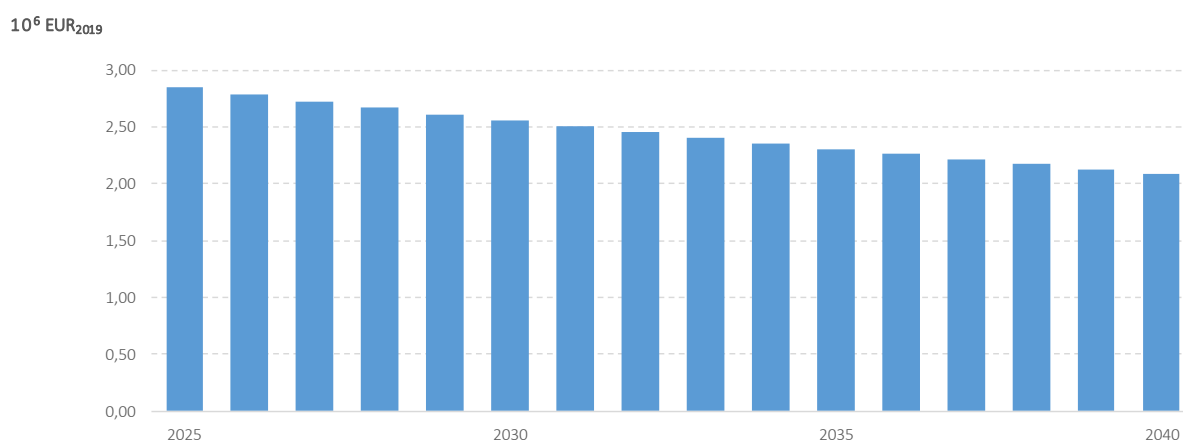
Da análise do Quadro 7-8 conclui-se que os custos específicos se mantêm iguais em todos os cenários, uma vez que se parte do princípio que a procura de jet manter-se-á constante, independentemente do cenário adotado. Contudo, estes são agravados pela aplicação de um WACC de 6,67%, ou seja, o *benchmark* para

os preços atuais praticados pela CLC e para os custos de referência publicados pela ENSE torna-se mais desfavorável quando a atividade é exercida em regime de mercado.

7.4.3 CUSTOS TOTAIS E ANUAIS DO PROJETO

A Figura 7-27 apresenta o custo do projeto para o horizonte temporal entre 2025 e 2040, o qual se obtém multiplicando os custos específicos determinados em 7.4.1 (a custos de 2019) pelas quantidades mobilizadas, para o jet A1 e para um WACC de 5%.⁶¹

Figura 7-27 – Custo anual do projeto em M€₂₀₁₉ para o jet, aplicado um WACC de 5%, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-9 apresenta o custo do projeto para o jet entre 2025 e 2040, para os cenários CNP, CPA e CDS e para um WACC de 5% e de 6,67%.

Os resultados demonstram que os custos aumentam com o WACC. Para um WACC fixo, os custos mantêm-se constantes nos três cenários, uma vez que, como já foi referido, assumiu-se que a procura de jet se mantém inalterada ao longo do horizonte temporal 2025 a 2050, traduzindo-se numa taxa de utilização de jet na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines constante, o que por sua vez anula o efeito da componente variável do OPEX.

⁶¹ Este valor corresponde ao TOTEX anual descontando a inflação de 2% até ao ano 2019.

**Quadro 7-9 – Custo do projeto para o jet, para o
 período 2025 – 2040**

Custo do projeto [M€ ₂₀₁₉]		
	WACC 5%	WACC 6,67%
CNP	39,043	41,738
CPA	39,043	41,738
CDS	39,043	41,738

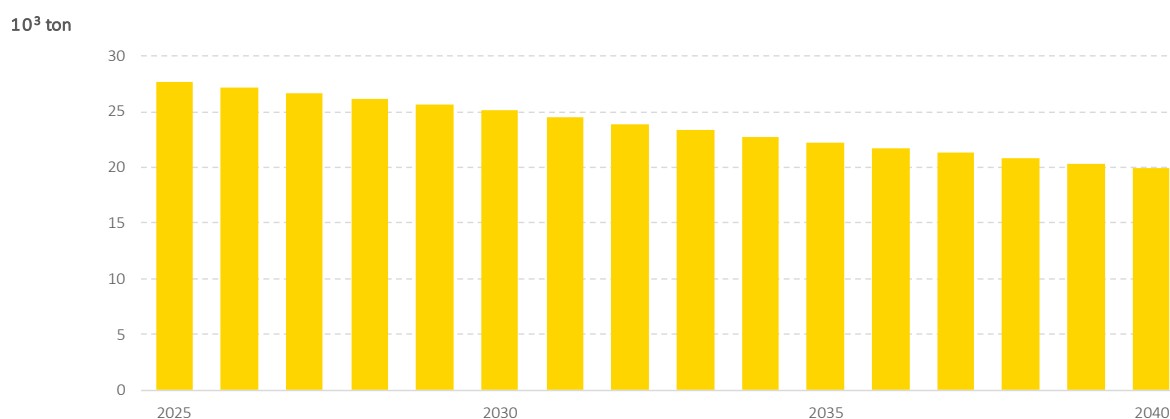
7.5 PROPANO

A análise de custos para o propano é apresentada de forma detalhada, levando em linha de conta a tendência de evolução dos consumos de derivados do petróleo publicadas pela AIE no CNP, para o horizonte temporal de 2025 a 2040. Não obstante, serão também apresentados os resultados para a simulação dos CPA e CDS no Quadro 7-10 e no Quadro 7-11.

7.5.1 ESTIMATIVA DE CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS

A Figura 7-28 apresenta a evolução da utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines no que respeita a propano, tendo em conta a tendência do CNP publicada pela AIE.

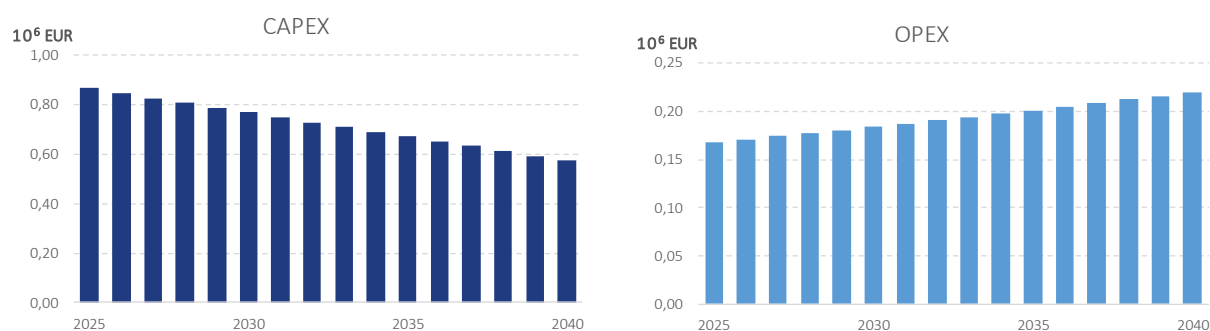
Figura 7-28 – Evolução da mobilização de propano na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040, para o CNP



A Figura 7-29 apresenta a evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período de 2025 a 2040.

O CAPEX é determinado tendo em conta um WACC de 5%, uma amortização constante ao longo dos 25 anos de vida útil considerados para as infraestruturas do projeto e uma entrada em exploração no ano 2025.

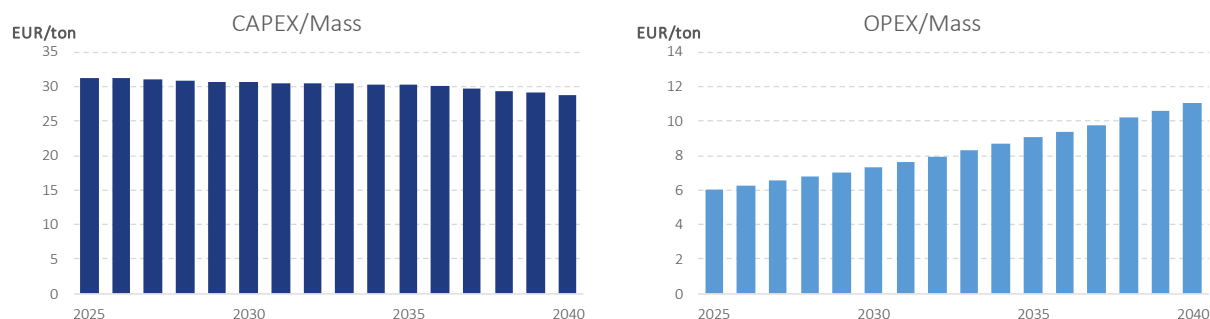
Figura 7-29 – Evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período 2025 – 2040



O OPEX parte do valor de 0,166 M€₂₀₂₅ (ver detalhe no Quadro 6-13), determinado de acordo com a metodologia apresentada no ponto 6.3.2. O OPEX é composto por uma parcela fixa, proporcional à capacidade instalada, e outra parcela variável, proporcional às quantidades mobilizadas a qual reflete os custos de operação relativos às quantidades despachadas da nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines para a instalação de Aveiras de Cima da CLC.

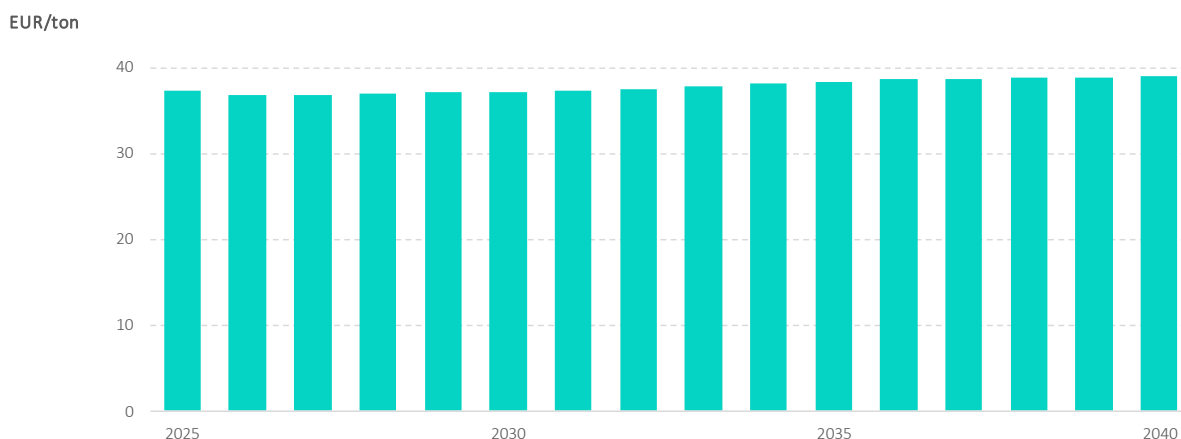
A Figura 7-30 apresenta a evolução do CAPEX e OPEX por unidade de massa (ton) de propano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-30 – Evolução do CAPEX e do OPEX por unidade de massa (ton) de propano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



A Figura 7-31 apresenta a evolução dos custos totais (TOTEX) por unidade de massa (ton) de propano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-31 – Evolução do TOTEX por unidade de massa (ton) de propano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040

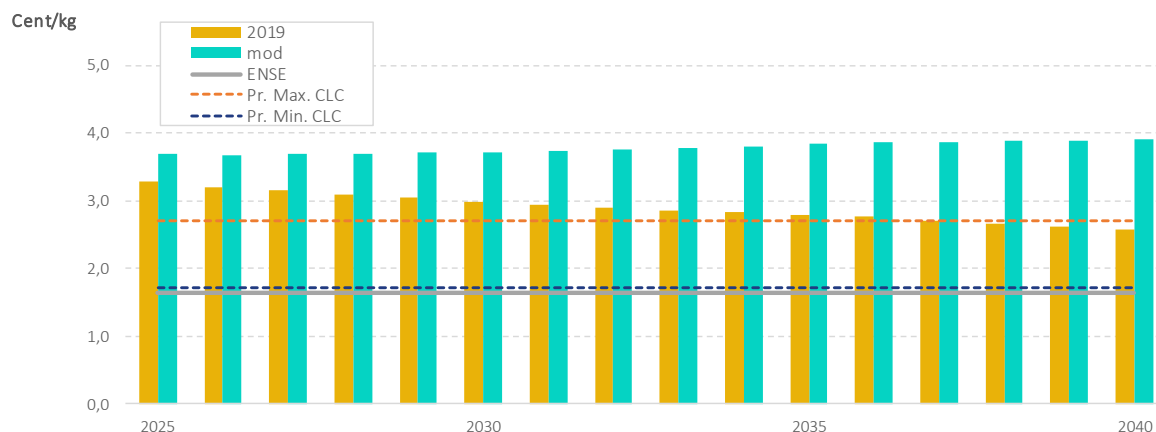


7.5.2 CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS VS CUSTOS DE REFERÊNCIA VS TARIFAS E PREÇOS DA CLC

A Figura 7-32 apresenta duas séries de custos específicos em cêntimos de euros por quilograma (designadamente cent._{mod}/kg e cent.₂₀₁₉/kg), aplicando à última série uma taxa de desconto de 2% que

reflete o efeito inflação. Os custos específicos, apurados tendo como referência o ano de 2019, são comparados aos preços máximos e mínimos praticados atualmente pela CLC, para a mobilização de jet na instalação de Aveiras de Cima⁶², e aos preços de referência publicados pela ENSE no seu site⁶³.

Figura 7-32 – Evolução do TOTEX por kg, para o propano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



Os custos específicos para mobilização de propano na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines crescem em termos absolutos (*mod*), ainda que de uma forma pouco expressiva, ao longo de período de 2025 a 2040.

Os custos específicos, tendo como referência o ano de 2019, descem ligeiramente ao longo de período em análise (2025 a 2040). Este dado reflete que o efeito de redução do ativo líquido prevalece, apesar de a diminuição das quantidades de propano mobilizadas na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, o que resulta num pequeno desagravamento do peso da componente de logística na formulação do preço final de venda ao público.

Conforme se pode observar na Figura 7-32 os custos específicos da nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines excedem os valores máximos praticados pela CLC, na instalação de Aveiras de Cima, em cerca de 21% logo no primeiro ano de exploração

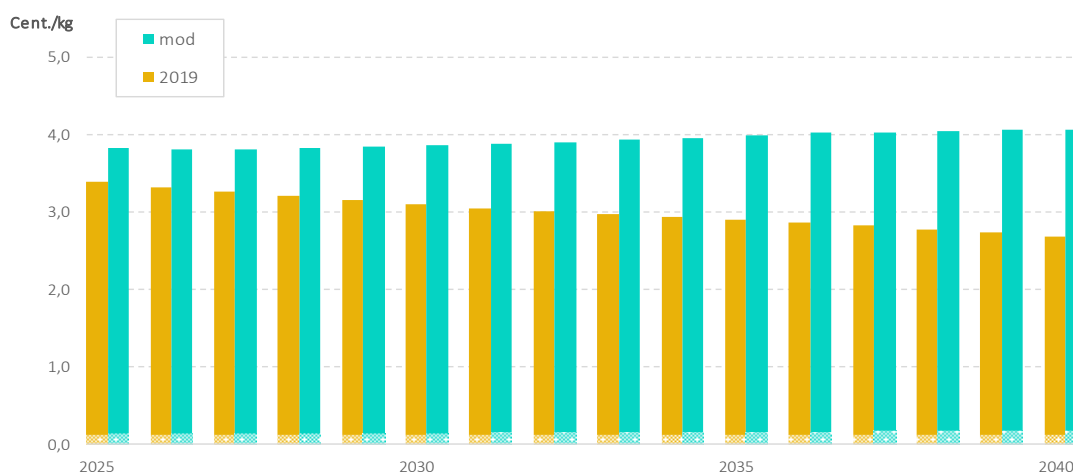
⁶² Ver 44.

⁶³ Ver 45.

(2025). Porém, importa sublinhar estes custos descem de uma forma continuada entre 2025 e 2040, sendo que a partir de 2037 ficam abaixo dos preços máximos praticados pela CLC, na instalação de Aveiras de Cima.

A Figura 7-33 apresenta a evolução do TOTEX por litro, para o propano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo também os custos de trasfega praticados pela CLT ⁶⁴, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-33 – Evolução do TOTEX por litro, para o propano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-10 apresenta a variação dos custos específicos para o propano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega praticados pela CLT, para os CNP, CPA e CDS, aplicando um WACC de 5% característico de uma atividade regulada e um WACC de 6,67% alinhada com uma atividade em regime de mercado.

⁶⁴ De acordo com o n.º 1 do artigo 8.º - Tarifa de movimentação de cargas, da CLT.

Os preços atuais praticados pela CLT, para a mobilização de gasolinas, gasóleos, jet A1 e GPL é de 1,1798 €/ton.

**Quadro 7-10 – Variação dos custos específicos para o propano,
para o período 2025 – 2040**

	Custo específico [cent.2019/kg]			
	WACC 5%		WACC 6,67%	
	Min.	Max.	Min.	Max.
CNP	2,690	3,400	2,890	3,905
CPA	2,294	3,340	2,463	3,836
CDS	3,482	4,216	3,927	4,537

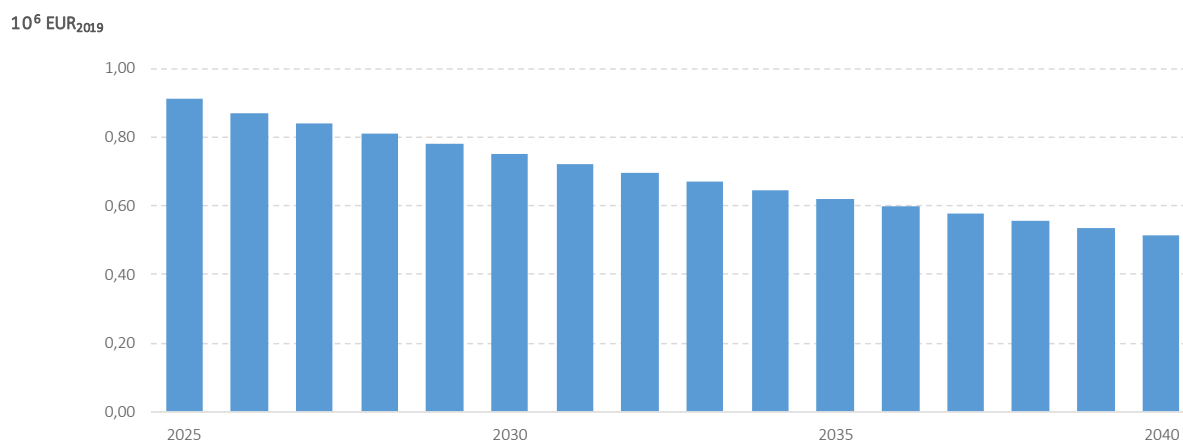
Da análise do Quadro 7-10 conclui-se que os custos específicos são crescentes do CPA para o CNP e do CNP para o CDS e são agravados pela aplicação de um WACC de 6,67%. O *benchmark* para os preços atuais praticados pela CLC, e para os custos de referência publicados pela ENSE torna-se mais desfavorável quando a atividade é exercida em regime de mercado, bem como quanto mais ambicioso em termos ambientais for o cenário de evolução da procura de produtos derivados do petróleo simulado.

7.5.3 CUSTOS TOTAIS E ANUAIS DO PROJETO

A Figura 7-34 apresenta o custo do projeto para o horizonte temporal entre 2025 e 2040, o qual se obtém multiplicando os custos específicos determinados em 7.5.1 (a custos de 2019) pelas quantidades mobilizadas, para o propano e para um WACC de 5%.⁶⁵

⁶⁵ Este valor corresponde ao TOTEX anual descontando a inflação de 2% até ao ano 2019.

Figura 7-34 – Custo anual do projeto em M€₂₀₁₉ para o propano, aplicado um WACC de 5%, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-11 apresenta o custo do projeto para o propano entre 2025 e 2040, para os cenários CNP, CPA e CDS e para um WACC de 5% e de 6,67%.

Os resultados demonstram que os custos aumentam com o WACC. Para um WACC fixo verifica-se que os custos aumentam ligeiramente de CDS para CNP e de CNP para CPA, ou seja, aumentam quanto maior for a taxa de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, o que reflete o efeito da componente variável do OPEX.

Quadro 7-11 – Custo do projeto para o propano, para o período 2025 – 2040

	Custo do projeto [M€ ₂₀₁₉]	
	WACC 5%	WACC 6,67%
CNP	11,081	12,446
CPA	11,209	12,587
CDS	10,743	12,073

7.6 BUTANO

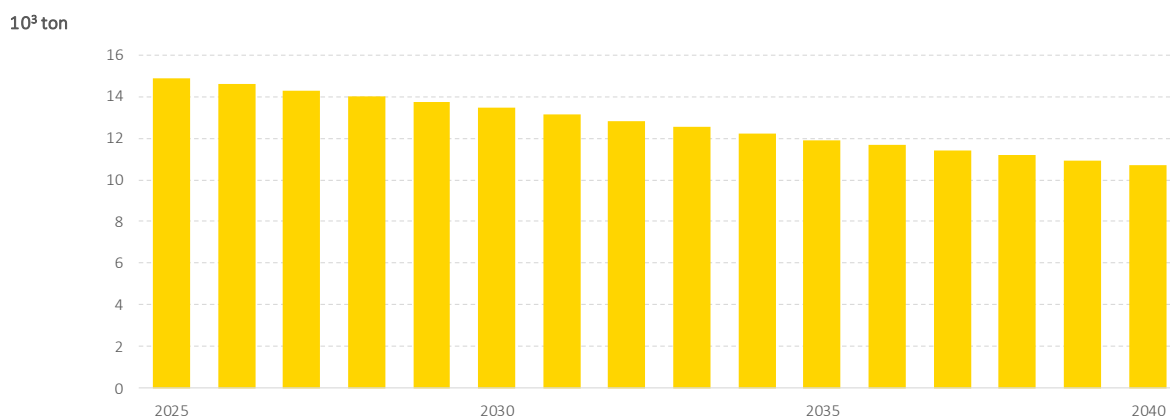
A análise de custos para o butano é apresentada de forma detalhada, levando em linha de conta a tendência de evolução dos consumos de derivados do petróleo publicadas pela AIE no CNP, para o

horizonte temporal de 2025 a 2040. Não obstante, serão também apresentados os resultados para a simulação dos CPA e CDS no Quadro 7-12 e no Quadro 7-13.

7.6.1 ESTIMATIVA DE CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS

A Figura 7-35 apresenta a evolução da utilização da nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines no que respeita a butano, tendo em conta a tendência do CNP publicada pela AIE.

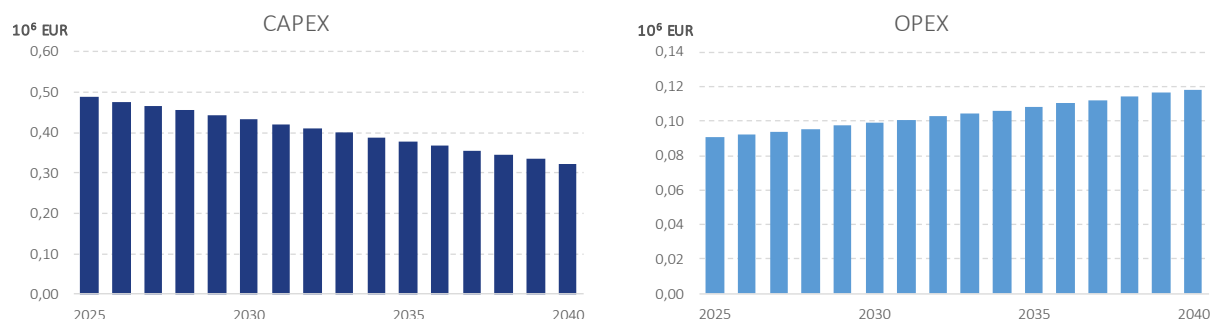
Figura 7-35 – Evolução da mobilização de butano na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040, para o CNP



A Figura 7-36 apresenta a evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período de 2025 a 2040.

O CAPEX é determinado tendo em conta um WACC de 5%, uma amortização constante ao longo dos 25 anos de vida útil considerados para as infraestruturas do projeto e uma entrada em exploração no ano 2025.

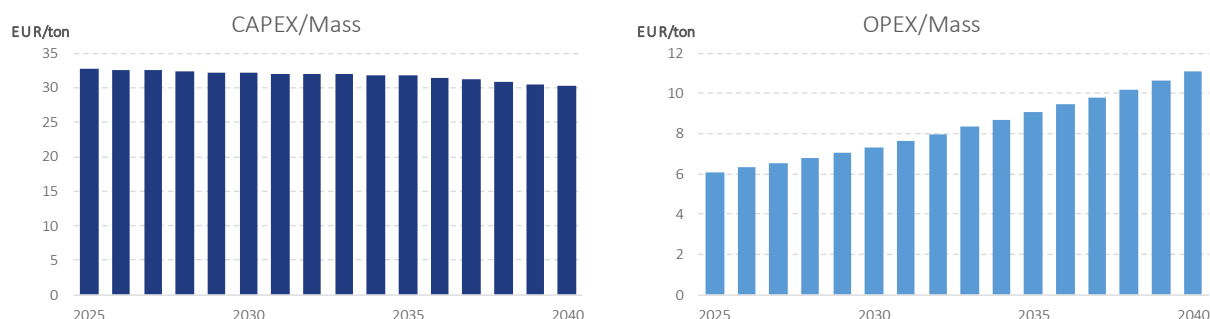
Figura 7-36 – Evolução dos custos de capital (CAPEX) e custos de operação (OPEX) para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, para o período 2025 – 2040



O OPEX parte do valor de 0,089 M€₂₀₂₅ (ver detalhe no Quadro 6-13), determinado de acordo com a metodologia apresentada no ponto 6.3.2. O OPEX é composto por uma parcela fixa, proporcional à capacidade instalada, e outra parcela variável, proporcional às quantidades mobilizadas a qual reflete os custos de operação relativos às quantidades despachadas da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines para a instalação de Aveiras de Cima da CLC.

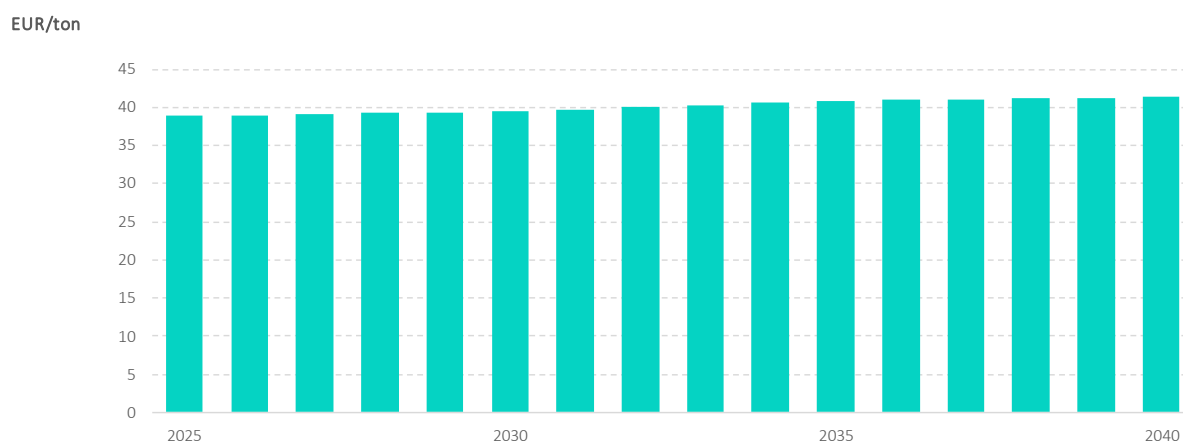
A Figura 7-37 apresenta a evolução do CAPEX e OPEX por unidade de massa (ton) de butano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-37 – Evolução do CAPEX e do OPEX por unidade de massa (ton) de butano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



A Figura 7-38 apresenta a evolução dos custos totais (TOTEX) por unidade de massa (ton) de butano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-38 – Evolução do TOTEX por unidade de massa (ton) de butano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



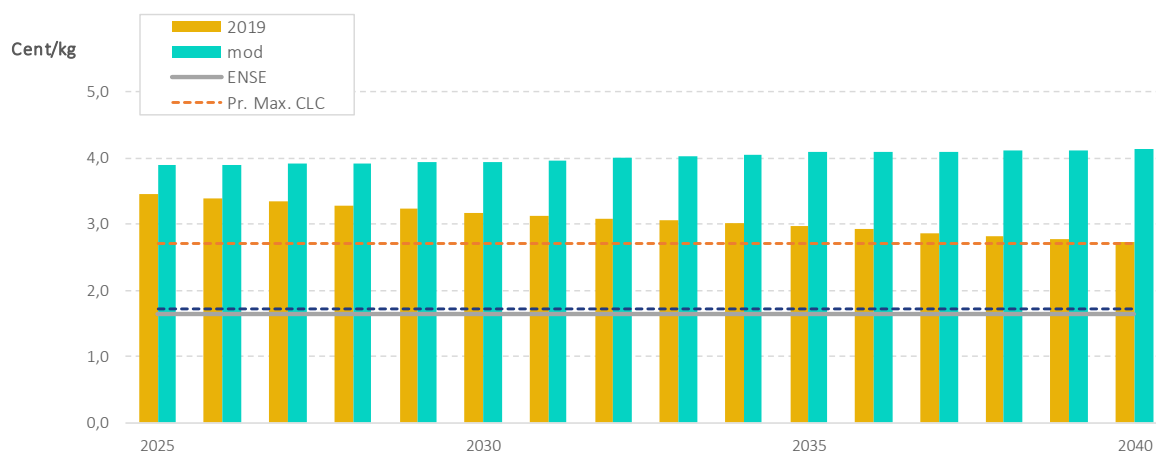
7.6.2 CUSTOS ESPECÍFICOS ANUAIS VS CUSTOS DE REFERÊNCIA VS TARIFAS E PREÇOS DA CLC

A Figura 7-39 apresenta duas séries de custos específicos em cêntimos de euros por quilograma (designadamente cent._{mod}/kg e cent.₂₀₁₉/kg), aplicando à última série uma taxa de desconto de 2% que reflete o efeito inflação. Os custos específicos, apurados tendo como referência o ano de 2019, são comparados aos preços máximos e mínimos praticados atualmente pela CLC, para a mobilização de jet na instalação de Aveiras de Cima⁶⁶, e aos preços de referência publicados pela ENSE no seu site⁶⁷.

⁶⁶ Ver 44.

⁶⁷ Ver 45.

Figura 7-39 – Evolução do TOTEX por kg, para o butano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para o período 2025 – 2040



Os custos específicos para a mobilização de butano na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines crescem ligeiramente, em termos absolutos (*mod*), ao longo de período de 2025 a 2040.

Os custos específicos, tendo como referência o ano de 2019, descem ao longo de período em análise (2025 a 2040), o que reflete que o efeito de redução do ativo líquido prevalece, apesar de a diminuição das quantidades de butano mobilizadas na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, resultando numa redução do peso da componente de logística na formulação do preço final de venda ao público.

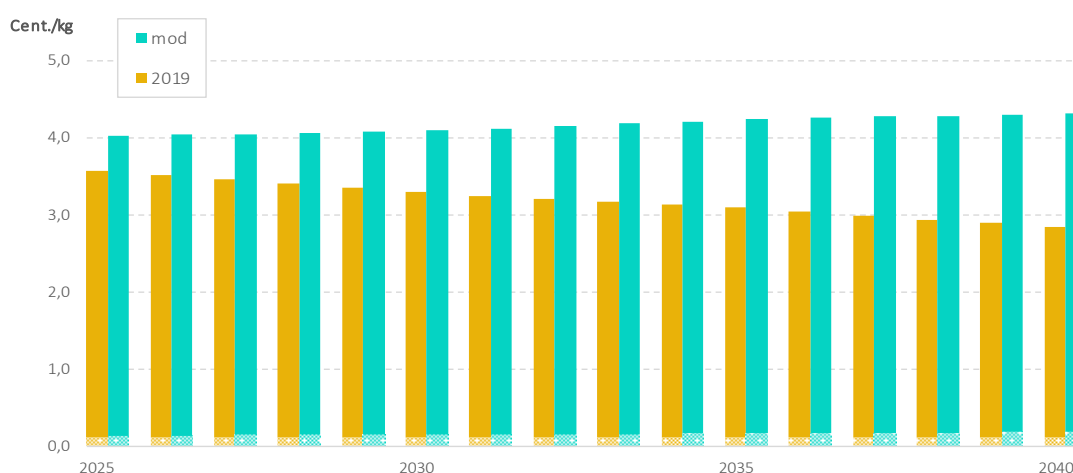
Conforme se pode observar na A Figura 7-39 apresenta duas séries de custos específicos em cêntimos de euros por quilograma (designadamente cent._{mod}/kg e cent.₂₀₁₉/kg), aplicando à última série uma taxa de desconto de 2% que reflete o efeito inflação. Os custos específicos, apurados tendo como referência o ano de 2019, são comparados aos preços máximos e mínimos praticados atualmente pela CLC, para a mobilização de jet na instalação de Aveiras de Cima, e aos preços de referência publicados pela ENSE no seu site.

Figura 7-39, os custos específicos da nova da instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines excedem os valores máximos praticados pela CLC, na instalação de Aveiras de Cima, em cerca de 27% logo no primeiro ano de exploração (2025). Porém, importa sublinhar estes custos descem de uma forma continuada entre 2025 e 2040, estando no final deste período ao mesmo nível dos preços máximos praticados pela CLC, na instalação de Aveiras de Cima.

Refira-se ainda que o butano e o propano têm custos específicos sensivelmente semelhantes e apresentam evoluções entre 2025 e 2040 muito idênticas.

A Figura 7-40 apresenta a evolução do TOTEX por quilograma, para o butano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo também os custos de trasfega praticados pela CLT⁶⁸, para o período de 2025 a 2040.

Figura 7-40 – Evolução do TOTEX por quilograma, para o butano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-12 apresenta a variação dos custos específicos para o butano mobilizado na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo custos de trasfega praticados pela CLT, para os CNP, CPA e CDS, aplicando um WACC de 5% característico de uma atividade regulada e um WACC de 6,67% alinhada com uma atividade em regime de mercado.

⁶⁸ De acordo com o n.º 1 do artigo 8.º - Tarifa de movimentação de cargas, da CLT.

Os preços atuais praticados pela CLT, para a mobilização de gasolinas, gasóleos, jet A1 e GPL é de 1,1798 €/ton.

Quadro 7-12 – Variação dos custos específicos para o butano, para
o período 2025 – 2040

	Custo específico [cent.2019/kg]			
	WACC 5%		WACC 6,67%	
	Min.	Max.	Min.	Max.
CNP	2,843	3,572	3,057	4,101
CPA	2,393	3,497	2,571	4,021
CDS	3,750	4,698	4,252	5,061

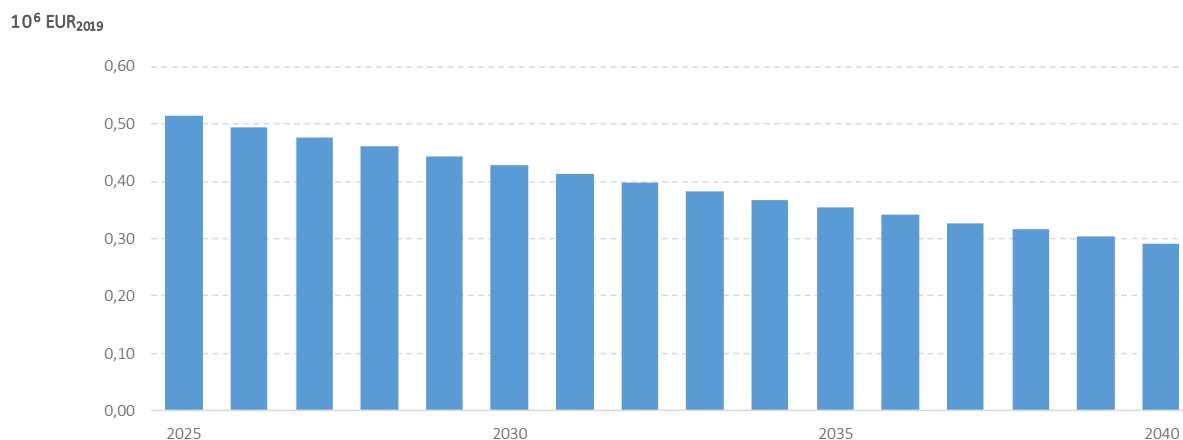
Da análise do Quadro 7-6 conclui-se que os custos específicos são crescentes do CPA para o CNP e do CNP para o CDS e são agravados pela aplicação de um WACC de 6,67%. O *benchmark* para os preços atuais praticados pela CLC e para os custos de referência publicados pela ENSE torna-se mais desfavorável quando a atividade é exercida em regime de mercado, bem como quanto mais ambicioso em termos ambientais for o cenário de evolução da procura de produtos derivados do petróleo simulado.

7.6.3 CUSTOS TOTAIS E ANUAIS DO PROJETO

A Figura 7-41 apresenta o custo do projeto para o horizonte temporal entre 2025 e 2040, o qual se obtém multiplicando os custos específicos determinados em 7.6.1 (a custos de 2019) pelas quantidades mobilizadas, para o butano e para um WACC de 5%.⁶⁹

⁶⁹ Este valor corresponde ao TOTEX anual descontando a inflação de 2% até ao ano 2019.

Figura 7-41 – Custo anual do projeto em M€₂₀₁₉ para o butano, aplicado um WACC de 5%, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-13 apresenta o custo do projeto para o butano entre 2025 e 2040, para os cenários CNP, CPA e CDS e para um WACC de 5% e de 6,67%.

Os resultados demonstram que os custos aumentam com o WACC. Para um WACC fixo verifica-se que os custos aumentam ligeiramente de CDS para CNP e de CNP para CPA, ou seja, aumentam quanto maior for a taxa de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, o que reflete o efeito da componente variável do OPEX.

Quadro 7-13 - Custo do projeto para o butano para o período 2025 – 2040

	Custo do projeto [M€ ₂₀₁₉]	
	WACC 5%	WACC 6,67%
CNP	6,311	7,095
CPA	6,321	7,105
CDS	6,289	7,074

7.7 CUSTOS TOTAIS

Os custos totais do projeto são apresentados em função de dois horizontes temporais distintos: (i) de 2025 a 2040 e (ii) de 2041 a 2050.

Tendo em conta as previsões de evolução da procura de produtos derivados do petróleo, as quais no presente estudo conjugam os cenários da AIE e as metas do RNC2050 (ver Figura 3-10), importa considerar duas filosofias distintas de exploração da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

Numa primeira fase (de 2025 a 2040) assume-se que a filosofia de exploração que prevalece é a de um terminal de importação de produtos petrolíferos, sendo que os custos inerentes ao projeto deverão ser repercutidos sobre as quantidades mobilizadas.

Tal não significa que não possam existir benefícios ao nível da gestão de existências no período 2025 a 2040. Porém, o nível de rotação estimado para as infraestruturas do projeto (ver Quadro 6-5), para a gasolina IO95, gasóleo, jet e GPL, conjugado com as dinâmicas do mercado de *tickets* de reservas estratégicas, com a flutuação de preços dos produtos petrolíferos nos mercados *spot* e com o desfasamento entre transações e entregas físicas no TGL do Porto de Sines não permite, mesmo para os últimos anos deste período, antecipar receitas estáveis de forma a traduzi-las numa outra variável de faturação que não a mobilização de produto.

Para o período 2025 a 2040, os custos específicos de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines foram determinados tendo apenas como base a taxa de mobilização de produto, o que em certa medida facilitou o *benchmark* para os preços praticados pela CLC, nas instalações de Aveiras de Cima, e para os custos de referência publicados pela ENSE no seu site. Este aspeto não deve ser limitador da futura implementação de um regime de preços mais aderente aos custos incorridos, que elimine subvenções cruzadas entre atividades de armazenagem e expedição de produtos e entre os diversos produtos petrolíferos mobilizados na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

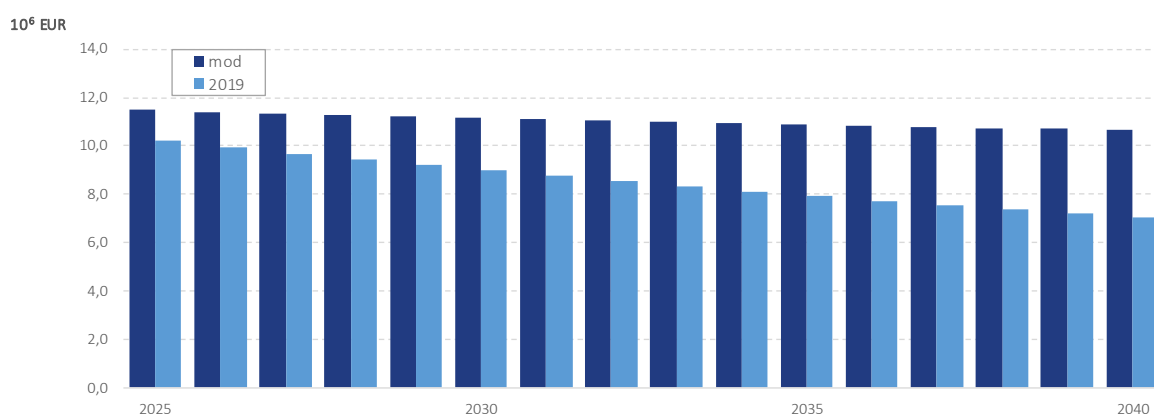
Para o período entre 2041 a 2050 a rotação torna-se muito baixa e a instalação deve necessariamente passar a ser explorada considerando as importações e a gestão de existências. Os custos do projeto devem, nesta circunstância, ser repercutidos numa perspetiva de reserva de capacidade de armazenamento com preços adicionais para despacho de produto no oleoduto Sines – Aveiras de Cima, as quais reflitam o OPEX

variável, e, eventualmente, preços de enchimento de camiões-cisterna. No presente estudo, por razões de simplicidade e dificuldade de antecipação do perfil de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, adotou-se para o período de 2041 a 2050 um conceito baseado apenas na reserva de capacidade.

7.7.1 PERÍODO 2025 A 2040

A Figura 7-42 apresenta o custo do projeto para o horizonte temporal entre 2025 e 2040, para um WACC de 5%, o qual se obtém através da soma dos custos totais de cada produto, determinados nos pontos 7.1.3, 7.2.3, 7.3.3, 7.4.3, 7.5.3 e 7.6.3.⁷⁰

Figura 7-42 – Custo anual do projeto, aplicando um WACC de 5%, para o período 2025 – 2040



O Quadro 7-14 apresenta o custo total do projeto entre 2025 e 2040, para os cenários CNP, CPA e CDS e para um WACC de 5% e de 6,67%.

Os resultados demonstram que os custos aumentam com o WACC. Para um WACC fixo verifica-se que os custos aumentam ligeiramente de CDS para CNP e de CNP para CPA, ou seja, aumentam quanto maior for a taxa de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, o que reflete o efeito da componente variável do OPEX.

⁷⁰ Este valor corresponde ao TOTEX anual descontando a inflação de 2% até ao ano 2019.

Quadro 7-14 – Custo total do projeto para o período

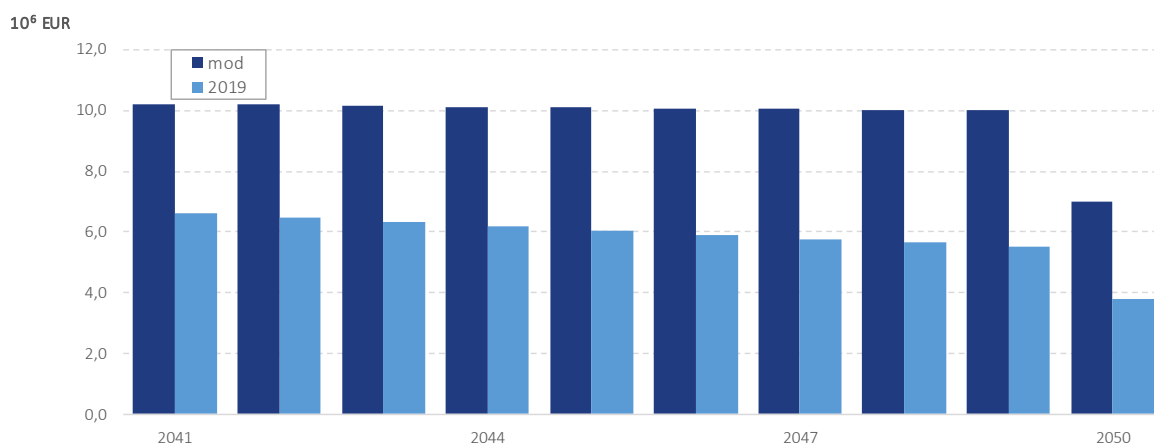
2025 – 2040

Custo do projeto		
[M€ ₂₀₁₉]		
	WACC 5%	WACC 6,67%
CNP	135,953	146,885
CPA	136,430	147,362
CDS	135,089	146,021

7.7.2 PERÍODO 2041 A 2050

A Figura 7-43 apresenta o custo do projeto para o horizonte temporal entre 2041 e 2050, para um WACC de 5%⁷¹.

Figura 7-43 – Custo anual do projeto, aplicado um WACC de 5%, para o período 2041 – 2050



Verifica-se na Figura 7-43 que os custos totais anuais decrescem acentuadamente de 2049 para 2050. Este aspeto resulta do facto que, a partir de 2050 inclusive, a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines passa a estar integralmente amortizada.

⁷¹ Este valor corresponde ao TOTEX anual descontando a inflação de 2% até ao ano 2019.

O Quadro 7-15 apresenta o custo total do projeto entre 2041 e 2049⁷², para os cenários CNP, CPA e CDS e para um WACC de 5% e de 6,67%.

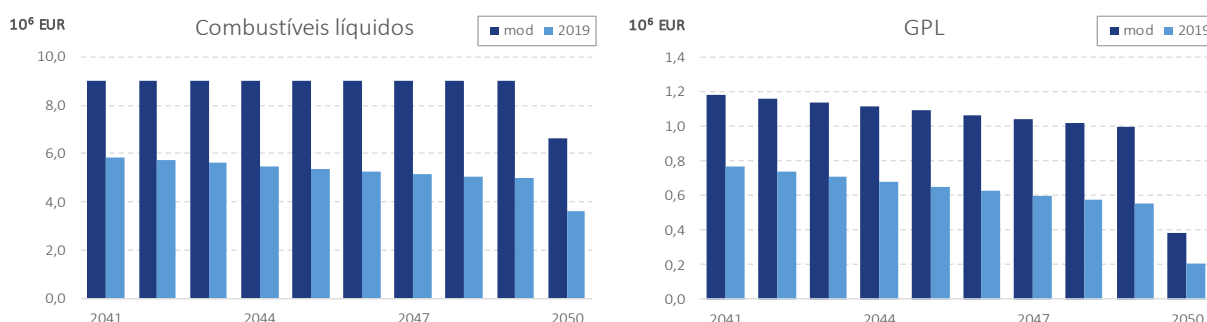
Os resultados demonstram que os custos aumentam com o WACC. No entanto, de 2041 a 2049, não foi considerada no TOTEX a parcela de OPEX variável, pelo que os CNP, CPA e CDS apresentam custos iguais.

**Quadro 7-15 – Custo total do projeto para o período
 2041 – 2049**

Custo do projeto [M€ ₂₀₁₉]		
	WACC 5%	WACC 6,67%
CNP	54,430	55,703
CPA	54,430	55,703
CDS	54,430	55,703

A Figura 7-44 desagrega os custos totais anuais das infraestruturas do projeto, apresentados na Figura 7-43, para o período 2041 a 2050 e para um WACC de 5%, pelas parcelas relativas a combustíveis líquidos (designadamente gasolinas, gasóleo e jet) e a GPL (propano e butano).

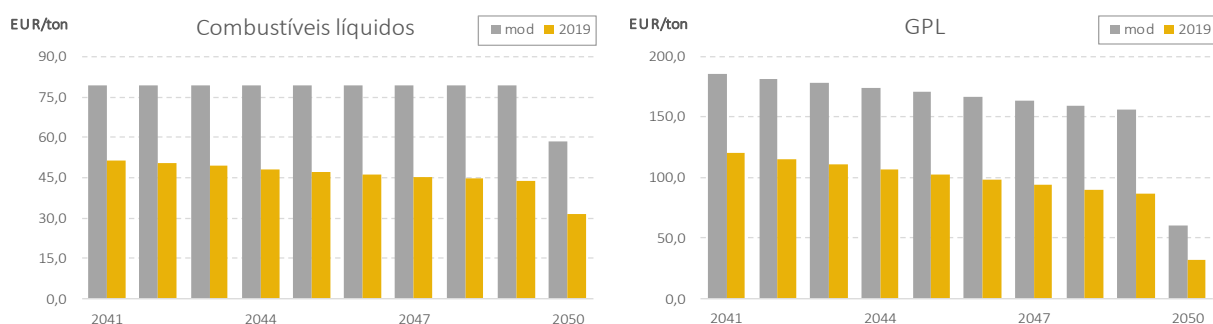
Figura 7-44 – Custo anual do projeto, aplicando um WACC de 5%, para o período 2041 – 2049



⁷² O ano 2050 não está incluído na análise uma vez que a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines já se encontra totalmente amortizada.

A Figura 7-45 apresenta os custos anuais do projeto (apresentados na Figura 7-44), divididos pela capacidade de armazenagem da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos (em toneladas), segmentando os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet) e os GPL (propano e butano), para o período 2041 a 2050, aplicando um WACC de 5%. Este cálculo corresponde a um custo de Reserva de Capacidade na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, por tipo de produto (combustível líquido ou GPL), aplicando um WACC de 5% para o período 2041 a 2050.

Figura 7-45 – Custo de Reserva de Capacidade para os combustíveis líquidos (gasóleos, gasolinas e jet) e para os GPL (propano e butano), aplicando um WACC de 5%, para o período 2041 – 2050



Pelas razões já referidas considerou-se que a forma de recuperar os custos da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, a partir de 2041, poderia ser através da reserva de capacidade.

Uma forma de aferir a dimensão dos custos de Reserva de Capacidade é através da comparação com os custos associados aos encargos associados à constituição e manutenção de reservas estratégicas, em particular a prestação unitária cobrada pela ENSE para suprir parcialmente essa necessidade.

Refira-se que os encargos associados à constituição e manutenção de reservas estratégicas são integralmente suportados pelos operadores responsáveis pelas introduções ao consumo de produtos petrolíferos no mercado nacional, mediante a liquidação de prestações pecuniárias⁷³ à ENSE, as quais para o ano 2019 foram fixadas em 1,81 €/ton.coe/mês⁷⁴.

⁷³ Por [Despacho n.º 2584/2019](#) do Secretário de Estado da Energia, publicado no diário da República n.º 51, de 13 de março de 2019, foram definidas prestações unitárias mensais, a vigorar em 2019, referentes às categorias de produtos de petróleo definidas no n.º 1 do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 165/2013, de 16 de dezembro.

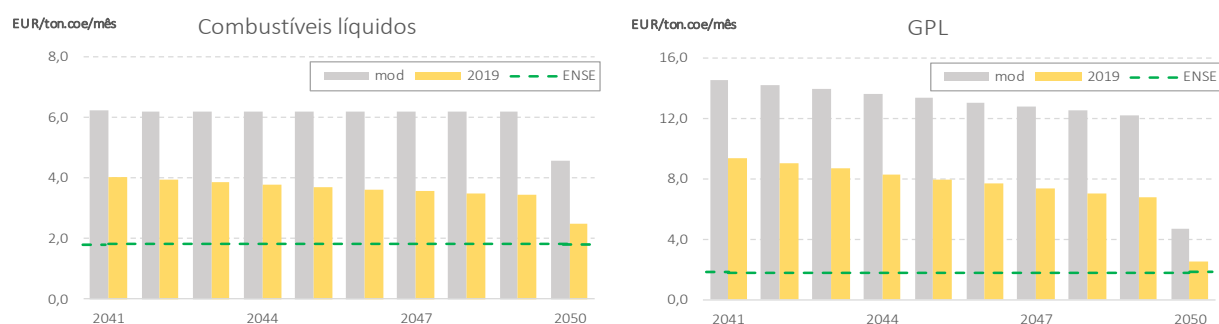
⁷⁴ Unidade de equivalente de petróleo bruto. É o resultante da conversão, em quantidade de petróleo bruto, de quantidades de produtos de petróleo, de acordo com as metodologias estabelecidas nos anexos I e II do [Decreto-Lei n.º 165/2013](#), na sua atual

Os operadores obrigados podem constituir as reservas de forma parcial ou integral junto da ENSE, sendo que, no caso da primeira modalidade, as obrigações devem ser complementadas através de armazenagem própria ou aquisição de *tickets*.

A Figura 7-46 apresenta a conversão dos custos de Reserva de Capacidade, apresentados na Figura 7-45, para €/ton.coe/mês de forma a poderem ser comparados à prestação unitária cobrada pela ENSE para o ano 2019.

Assim, a Figura 7-46 apresenta o TOTEX anual por ton.coe e por mês, para combustíveis líquidos (gasóleos, gasolinas e jet) e para os GPL (propano e butano) na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, aplicando um WACC de 5%, para o período 2041 – 2050. Estes custos são apresentados em valores absolutos (*mod*) e ajustados para o ano 2019 por efeito da inflação.

Figura 7-46 – Evolução do TOTEX anual por ton.coe e por mês, para combustíveis líquidos (gasóleos, gasolinas e jet) e para os GPL (propano e butano) na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, aplicando um WACC de 5%, para o período 2041 – 2050



A análise da Figura 7-46 demonstra que os valores do rácio do TOTEX anual por ton.coe e por mês, para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, não são competitivos face à prestação unitária presentemente cobrada pela ENSE, exceto para o ano de 2050, em que as infraestruturas do projeto passam a estar integralmente amortizadas.

Refira-se que, mesmo em 2050, a prestação unitária presentemente cobrada pela ENSE mantém-se abaixo do valor que seria cobrado pela Reserva de Capacidade de armazenamento na nova instalação de

redação, e que dele fazem parte integrante. De acordo com o n.º 1 do anexo III do referido diploma, multiplicam-se as quantidades de produtos petrolíferos por 1,065 para determinar a quantidade em equivalente de petróleo bruto.

armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. Este dado é relevante na medida em que atesta a competitividade dos serviços prestados pela ENSE na POL NATO. Contudo, deve ser salientado que a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines está projetada com equipamento de expedição por camião-cisterna e por oleoduto, encontrando-se interligada a uma infraestrutura logística que oferece outras opções operacionais, em particular permite a colocação de produtos petrolíferos no retalho com uma capacidade de resposta incomparavelmente melhor do que a que a POL NATO presentemente está em condições de oferecer.

7.8 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Determinados os custos totais do projeto para os períodos entre os anos 2025 a 2040 e entre 2041 a 2049, tendo por base o valores de CAPEX e de OPEX determinados de acordo com capítulo 6, importa realizar uma análise de sensibilidade ao projeto fazendo variar estes *inputs*.

Considerou-se que a simulação de três cenários de evolução da procura dos produtos derivados do petróleo mobilizados nas infraestruturas do projeto, de acordo com as tendências dos CNP, CPA e CDS previstos pela AIE no seu *World Energy Outlook 2018 (WEO 2018)*, conjugados com as metas do RNC2050, dispensa uma análise de sensibilidade no que respeita a quantidades.

Por outro lado, a simulação de um WACC de 5% e de 6,67%, característicos de atividades reguladas ou exercidas em regime de mercado, respetivamente, para cada um dos cenários referidos anteriormente, também elimina a necessidade de estudar a sensibilidade no que respeita a este parâmetro.

Já o CAPEX e o OPEX entraram no modelo de análise de custos apenas com os valores base que, sendo determinados em função de um *benchmark* não específico do contexto nacional, podem não refletir exatamente os custos típicos do Sistema Petrolífero Nacional (SPN).

Assim, foi realizada uma análise de sensibilidade aos custos totais e específicos do projeto, fazendo variar o CAPEX e o termo fixo do OPEX entre 0,80 e 1,20 dos valores base, quantificados em 67,835 M€₂₀₁₉ para o CAPEX (ver Quadro 6-10) e em 3,796 M€₂₀₁₉ para o OPEX fixo (ver Quadro 6-13). O Quadro 7-16 apresenta os parâmetros que entraram na análise de sensibilidade, incluindo os valores base, os máximos e os mínimos.

Quadro 7-16 – Valores mínimos e máximos para o custo do investimento e custos de operação

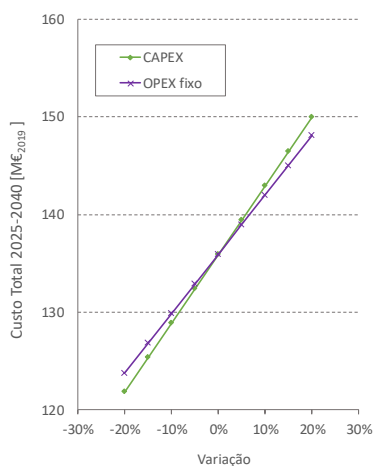
	Valor Base		Valor Mínimo		Valor Máximo	
			Unidade	Fração	Unidade	Fração
CAPEX	10 ⁶ EUR	67,83	54,26	-20%	81,48	+20%
OPEX fixo	10 ⁶ EUR	3,80	3,04	-20%	4,56	+20%

7.8.1 PERÍODO 2025 A 2040

A Figura 7-47 e a Figura 7-48 apresentam uma síntese da análise de sensibilidade efetuada, para um WACC de 5% e de 6,67%, respetivamente, incluindo a seguinte informação:

- O custo total do projeto para os anos 2025 a 2040 em função da variação do CAPEX e do OPEX fixo (no lado esquerdo);
- Os custos específicos máximos e mínimos de cada produto mobilizado nas infraestruturas do projeto, obtidos para cada ano do período 2025 a 2040, para os casos limite da análise de sensibilidade (designadamente as variações de $\pm 20\%$ do CAPEX base e de $\pm 20\%$ do OPEX fixo base) [no lado direito];
- A informação mencionada nos dois pontos anteriores é apresentada para o CNP, CPA e CDS.

Figura 7-47 – Síntese da Análise de Sensibilidade aos custos totais e específicos do projeto por variação do CAPEX e do OPEX fixo, considerando um WACC de 5%, para os três cenários CNP, CPA e CDS



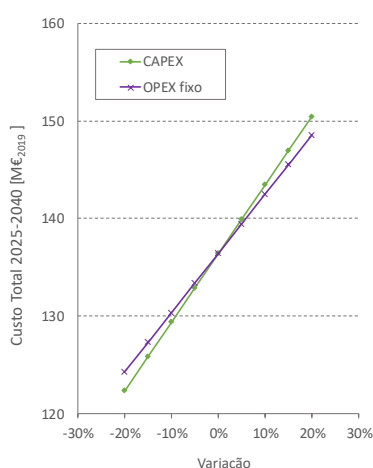
CNP

cent.2019/l; cent.2019/kg

	CAPEX +20%		CAPEX -20%		OPEX +20%		OPEX -20%	
	CE.min.	CE.max.	CE.min.	CE.max.	CE.min.	CE.max.	CE.min.	CE.max.
Gasolina IO95	0,86	0,89	0,72	0,75	0,87	0,90	0,71	0,73
Gasolina IO98	2,36	3,07	1,74	2,17	2,15	2,69	1,95	2,55
Gasóleo	1,12	1,53	0,89	1,30	1,09	1,58	0,93	1,25
Jet A1	0,72	1,01	0,63	0,82	0,75	0,99	0,59	0,84
Propano	2,94	3,83	2,20	2,73	2,70	3,38	2,44	3,19
Butano	3,12	4,04	2,326	2,872	2,86	3,55	2,59	3,36

CE – Custo específico

Propano e butano em cent.2019/kg, gasolinas, gasóleos e Jet A1 em cent.2019/l



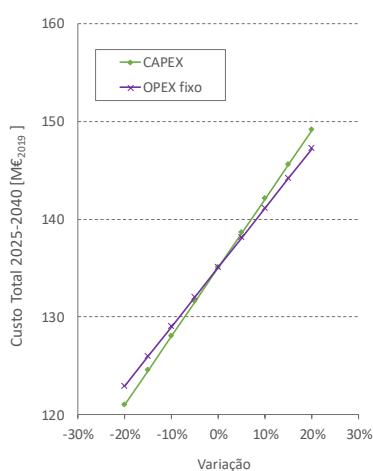
CPA

cent.2019/l; cent.2019/kg

	CAPEX +20%		CAPEX -20%		OPEX +20%		OPEX -20%	
	CE.min.	CE.max.	CE.min.	CE.max.	CE.min.	CE.max.	CE.min.	CE.max.
Gasolina IO95	0,72	0,87	0,63	0,70	0,76	0,85	0,59	0,72
Gasolina IO98	1,97	3,00	1,46	2,13	1,79	2,63	1,63	2,50
Gasóleo	1,03	1,07	0,86	0,89	1,04	1,08	0,85	0,89
Jet A1	0,72	1,01	0,63	0,82	0,75	0,99	0,59	0,84
Propano	2,49	3,76	1,86	2,68	2,29	3,32	2,29	3,32
Butano	2,61	3,95	1,94	2,81	2,39	3,47	2,16	3,28

CE – Custo específico

Propano e butano em cent.2019/kg, gasolinas, gasóleos e Jet A1 em cent.2019/l



CDS

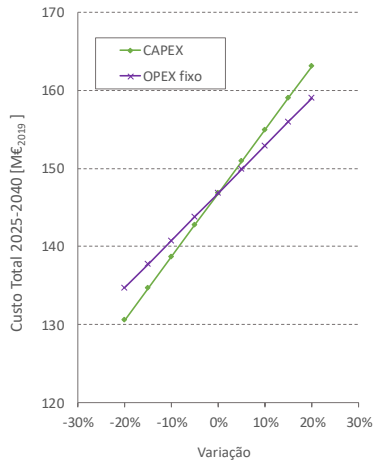
cent.2019/l; cent.2019/kg

	CAPEX +20%		CAPEX -20%		OPEX +20%		OPEX -20%	
	CE.min.	CE.max.	CE.min.	CE.max.	CE.min.	CE.max.	CE.min.	CE.max.
Gasolina IO95	0,93	1,44	0,76	1,25	0,92	1,51	0,77	1,18
Gasolina IO98	3,22	3,98	2,29	2,94	2,84	3,62	2,67	3,29
Gasóleo	1,26	5,80	1,01	4,93	1,23	6,00	1,04	4,73
Jet A1	0,72	1,01	0,63	0,82	0,75	0,99	0,59	0,84
Propano	3,91	4,70	2,81	3,50	3,48	4,31	3,25	3,88
Butano	4,23	5,26	3,03	3,90	3,74	4,81	3,52	4,35

CE – Custo específico

Propano e butano em cent.2019/kg, gasolinas, gasóleos e Jet A1 em cent.2019/l

Figura 7-48 – Síntese da Análise de Sensibilidade aos custos totais e específicos do projeto por variação do CAPEX e do OPEX fixo, considerando um WACC de 6,67%, para os três cenários CNP, CPA e CDS



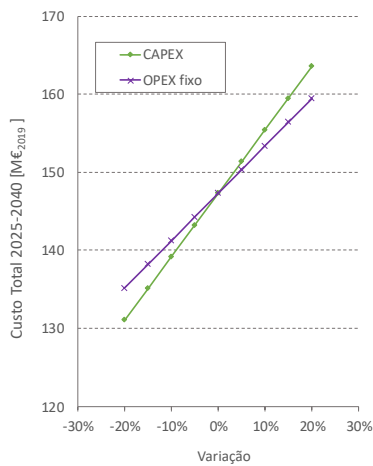
CNP

cent.2019/l; cent.2019/kg

	CAPEX +20%		CAPEX -20%		OPEX +20%		OPEX -20%	
	CE _{min.}	CE _{max.}	CE _{min.}	CE _{max.}	CE _{min.}	CE _{max.}	CE _{min.}	CE _{max.}
Gasolina IO95	0,90	0,98	0,76	0,78	0,93	0,95	0,74	0,81
Gasolina IO98	2,56	3,57	1,88	2,50	2,31	3,10	2,12	2,96
Gasóleo	1,25	1,60	0,98	1,35	1,19	1,64	1,03	1,31
Jet A1	0,75	1,12	0,65	0,89	0,78	1,08	0,62	0,92
Propano	3,18	4,44	2,36	3,14	2,90	3,88	2,64	3,69
Butano	3,38	4,68	2,50	3,30	3,07	4,09	2,80	3,89

CE – Custo específico

Propano e butano em cent.2019/kg, gasolinas, gasóleos e Jet A1 em cent.2019/l



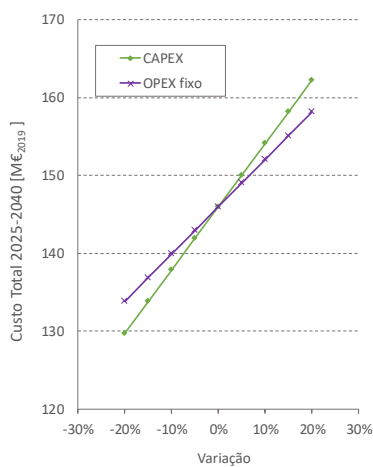
CPA

cent.2019/l; cent.2019/kg

	CAPEX +20%		CAPEX -20%		OPEX +20%		OPEX -20%	
	CE _{min.}	CE _{max.}	CE _{min.}	CE _{max.}	CE _{min.}	CE _{max.}	CE _{min.}	CE _{max.}
Gasolina IO95	0,75	0,96	0,65	0,76	0,78	0,93	0,62	0,79
Gasolina IO98	2,13	3,49	1,57	2,45	1,93	3,04	1,77	2,90
Gasóleo	1,08	1,19	0,92	0,94	1,11	1,14	0,89	0,98
Jet A1	0,75	1,12	0,65	0,89	0,78	1,08	0,62	0,92
Propano	2,69	4,36	2,00	3,08	2,46	3,81	2,23	3,62
Butano	2,82	4,58	2,09	3,23	2,57	4,00	2,34	3,81

CE – Custo específico

Propano e butano em cent.2019/kg, gasolinas, gasóleos e Jet A1 em cent.2019/l



CDS

cent.2019/l; cent.2019/kg

	CAPEX +20%		CAPEX -20%		OPEX +20%		OPEX -20%	
	CE _{min.}	CE _{max.}	CE _{min.}	CE _{max.}	CE _{min.}	CE _{max.}	CE _{min.}	CE _{max.}
Gasolina IO95	1,03	1,51	0,82	1,29	1,00	1,56	0,85	1,23
Gasolina IO98	3,67	4,31	2,61	3,16	3,23	3,90	3,05	3,57
Gasóleo	1,40	6,08	1,10	5,12	1,34	6,23	1,16	4,97
Jet A1	0,75	1,12	0,65	0,89	0,78	1,08	0,62	0,92
Propano	4,44	5,08	3,18	3,76	3,93	4,63	3,69	4,21
Butano	4,83	5,69	3,44	4,20	4,26	5,17	4,01	4,71

CE – Custo específico

Propano e butano em cent.2019/kg, gasolinas, gasóleos e Jet A1 em cent.2019/l

Da análise à Figura 7-47 e à Figura 7-48, constata-se em todos os casos analisados, que o impacto da variação do CAPEX, no custo total do projeto, é sempre superior ao impacto da variação do OPEX fixo.

Não obstante, para um WACC de 5%, o efeito obtido no custo total do projeto pela variação do OPEX fixo aproxima-se do que se observa com a variação do CAPEX, ou seja, aparentemente não estamos perante um projeto CAPEX intensivo. Refira-se ainda que, para um WACC de 6,67%, a predominância da sensibilidade do projeto às variações do CAPEX é um pouco mais visível, como seria de esperar.

7.8.2 PERÍODO 2041 A 2050

A Figura 7-49 e a Figura 7-50 apresentam uma síntese da análise de sensibilidade efetuada, para um WACC de 5% e de 6,67%, respetivamente, incluindo a seguinte informação:

- O custo total do projeto para os anos 2041 a 2049 em função da variação do CAPEX e do OPEX fixo (no lado esquerdo);
- Os custos de Reserva de Capacidade máximos e mínimos, para os combustíveis líquidos e para os GPL, obtidos para cada ano do período 2041 a 2049, para os casos limite da análise de sensibilidade (designadamente as variações de $\pm 20\%$ do CAPEX base e de $\pm 20\%$ do OPEX fixo base) [no lado direito].

Figura 7-49 – Síntese da Análise de Sensibilidade aos custos totais e de reserva de capacidade do projeto por variação do CAPEX e do OPEX fixo, considerando um WACC de 5%

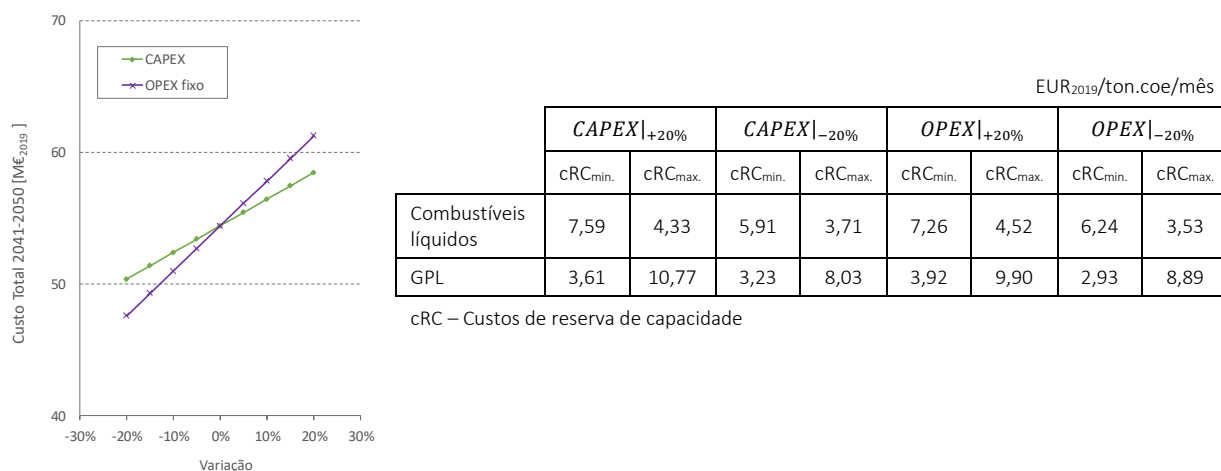
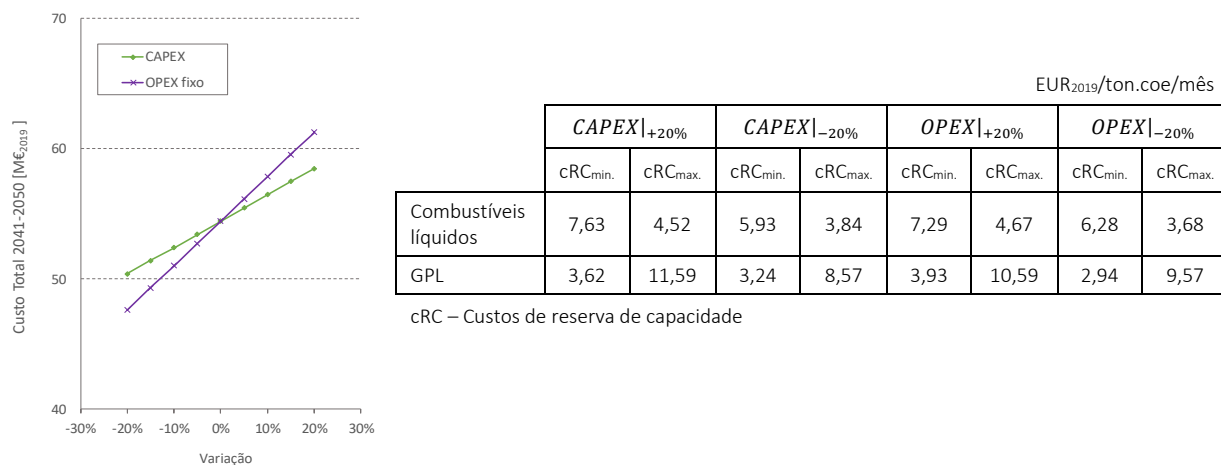


Figura 7-50 – Síntese da Análise de Sensibilidade aos custos totais e de reserva de capacidade do projeto por variação do CAPEX e do OPEX fixo, considerando um WACC de 6,67%



Verifica-se para o período de 2041 a 2049, contrariamente ao constatado de 2025 a 2040, que o impacto da variação do CAPEX no custo total do projeto é sempre inferior ao da variação do OPEX fixo. O investimento inicial encontra-se mais próximo de estar amortizado, pelo que a componente OPEX fixo adquire um peso mais significativo que o CAPEX. Nessa medida, o efeito do WACC é menos expressivo na análise de sensibilidade.

De notar ainda que neste período a análise é efetuada com base num modelo de reserva de capacidade, expurgando-se a componente variável do OPEX. Deixa de ser simulado o efeito das tendências dos CNP, CPA e CDS na análise de custos, uma vez que a variável sobre a qual os custos são repercutidos passa a ser um parâmetro fixo do projeto (a capacidade da instalação).

8 ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS

A construção de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines, associada a um novo troço de oleoduto multiproduto que ligaria esta instalação ao oleoduto multiproduto existente, entre Sines e Aveiras de Cima, propriedade da CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A., (CLC), traria um conjunto de benefícios que, de uma forma genérica, se apontam seguidamente:

- Vantagens logísticas/operacionais:
 - i. Permitiria a abertura efetiva do Terminal de Granéis Líquidos (TGL) do Porto de Sines, que, sendo de serviço público, não tem uma infraestrutura de armazenagem e expedição de produtos petrolíferos associada com um regime de acesso a terceiros implementado;

O acesso ao TGL do Porto de Sines deixaria de estar condicionado ao acesso à armazenagem nas instalações da Refinaria de Sines da Galp Energia ou da Repsol Polímeros (apenas para gasóleos) da Repsol;
 - ii. Permitiria, pelo menos em teoria, a receção de navios de maior capacidade (50 000 ton) de produtos derivados do petróleo, sendo que apenas para o gasóleo seria possível fazer trasfegas de cargas integrais de navios de grande porte. Para os outros produtos seria sempre necessário utilizar navios multiproduto ou, em alternativa, utilizar navios de menor capacidade o que, em certa medida, retira a vantagem completiva do TGL do Porto de Sines face às outras infraestruturas portuárias no centro de Portugal (Setúbal, Lisboa e Aveiro) [ver 4.1];
 - iii. Permitiria o acesso efetivo às instalações da CLC, em Aveiras de Cima, as quais beneficiam de um regime de acesso negociado, que, no entanto, depende do acesso às instalações a montante, designadamente as instalações da Refinaria de Sines da Galp Energia ou as instalações da Repsol junto à fábrica da Repsol Polímeros;
 - iv. Aproximaria os centros logísticos do retalho para os operadores que não dispõem de infraestruturas próprias no centro e no sul de Portugal;
 - v. Permitiria o reforço da segurança de aprovisionamento do Sistema Petrolífero Nacional (SPN).

- Benefícios para o mercado nacional dos combustíveis e dos gases de petróleo liquefeitos (GPL):
 - i. Em virtude das vantagens operacionais referidas, em particular a abertura efetiva do TGL do Porto de Sines, existiriam benefícios na importação de produtos derivados do petróleo em navios de grandes dimensões, permitindo a redução dos custos dos fretes e, conseqüentemente, melhores condições no *trading* internacional de produtos petrolíferos para a generalidade dos operadores;

Este aspeto poderia fomentar ainda o acesso efetivo de operadores de menor dimensão a atividades de *trading*, reforçando a participação dos operadores no mercado grossista;
 - ii. O reforço da participação no mercado grossista, associado ao acesso a centros logísticos a centro e a sul, permitiria um reforço da concorrência no mercado retalhista, por aproximação dos centros logísticos (sobretudo a sul) ao retalho.

8.1 QUANTIFICAÇÃO DOS BENEFÍCIOS

Revisitando os pressupostos considerados para a cenarização da utilização das novas instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e da nova extensão ao oleoduto entre Sines e Aveiras de Cima (conforme os Quadro 5-1 a Quadro 5-3) é possível, sem uma identificação dos operadores intervenientes, tipificar os benefícios que podem motivar a construção destas novas infraestruturas. O Quadro 8-1 tipifica esses benefícios, bem como o *output* que lhes foi associado na cenarização da utilização futura das instalações do SPN, incluindo a nova instalação em Sines (conforme o capítulo 5).

Quadro 8-1 – Tipificação dos benefícios

Atividade	Descritivo do benefício	Impacto na logística do SPN
Importação	O benefício decorre da importação de produtos derivados de petróleo a preços inferiores aos preços <i>ex-refinaria</i> de Sines.	<ul style="list-style-type: none"> • 25% da utilização das instalações da CLC em Aveiras de Cima possa ser proveniente de importações através do TGL do Porto de Sines, o qual opera em regime de Serviço Público, em detrimento de transações entre a Galp Energia e os seus concorrentes, as quais têm entrega física no oleoduto multiproduto entre Sines e Aveiras de Cima. • Admite-se que os benefícios decorrentes da importação de produtos derivados do petróleo fomentem a utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de combustíveis do Porto de Sines e que 10% da expedição de produtos petrolíferos por camião cisterna do parque de armazenagem da Refinaria de Sines possa ser transferida para a nova instalação (eventualmente para operadores concorrentes da Galp Energia).
Importação + Transporte	O benefício decorre da importação de produtos derivados de petróleo a preços inferiores aos preços <i>ex-refinaria</i> de Sines, acrescido de redução dos custos de transporte por redução das distâncias entre os centros logísticos e as instalações de venda de combustíveis e GPL a retalho.	<ul style="list-style-type: none"> • Admite-se que os benefícios decorrentes da importação de produtos derivados do petróleo, combinados com uma maior proximidade entre a logística e o retalho, promova uma deslocalização de 5% da atividade do terminal de Aveiro da Prio Supply, S.A. (Prio) para a instalação de Aveiras de Cima da CLC. • Admite-se que os benefícios decorrentes da importação de produtos derivados do petróleo, combinados com uma maior proximidade entre a logística e o retalho, promova uma deslocalização de 5% da atividade do terminal de Aveiro da Prio para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. • Admite-se que os benefícios decorrentes da importação de produtos derivados do petróleo, combinados com uma maior proximidade entre a logística e o retalho, promova uma deslocalização de 10% da atividade do terminal do Barreiro da Alkion para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

A redução dos custos de transporte rodoviário dos combustíveis líquidos é um benefício relativamente simples de monetizar para o período em análise (2015-2025), tendo em conta os custos atuais a sua atualização mediante a aplicação de uma estimativa de Índice e Preços no Consumidor (IPC) [de 2%⁷⁵] e as quantidades cenarizadas relativamente a transferência de atividade das instalações da Gafanha da Nazaré

⁷⁵ Foi aplicado o valor *target* da taxa de inflação do Banco Central Europeu.

e do Barreiro, da Prio e da Alkion, respetivamente, para as instalações de Aveiras de Cima da CLC e para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

No que respeita aos benefícios que advenham de uma maior concorrência entre os preços *ex-refinaria*, provenientes do aparelho refinador nacional, face às importações de produtos derivados do petróleo, a estimativa de benefícios para 2025 a 2040, num ambiente de tendência global para o final da produção de petróleo a custos reduzidos associado a uma forte retração da procura em produtos derivados do petróleo no mercado nacional e europeu, corre o risco de se tornar um exercício bastante artificial.

A ERSE entende que o risco associado a estas estimativas é bastante elevado e que, algumas das tendências reportadas nos últimos anos (vide relatório da Autoridade da Concorrência relativamente à *Análise ao Setor dos Combustíveis Líquidos Rodoviários em Portugal Continental*), não devem ser extrapoladas para um período de médio prazo no qual a reforma do SPN será bastante expressiva.

Assim, por uma razão de prudência, serão apenas determinados para este tipo de benefícios os montantes que compensam os custos do projeto da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e da ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima.

Adiante no capítulo 10 serão apresentados instrumentos de gestão do risco associados à determinação dos benefícios.

8.1.1 CUSTO EVITADOS COM A UTILIZAÇÃO DE OUTRAS INSTALAÇÕES DE ARMAZENAGEM/EXPEDIÇÃO DE PRODUTOS PETROLÍFEROS

A construção de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines, bem como a ligação desta instalação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, não é indutor da procura de produtos petrolíferos no retalho.

Assim, a utilização destas novas infraestruturas advém necessariamente de transferência de atividade de instalações existentes no SPN. Este aspeto permite que sejam contabilizados os custos evitados de utilização das instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do SPN que perdem atividade para as novas infraestruturas.

A contabilização destes custos evitados como benefícios do projeto é discutível porque as instalações existentes no SPN, estando em operação e tendo em conta as perspetivas de evolução da procura de produtos petrolíferos até 2050, tendem a ficar ociosas havendo o risco de as ineficiências serem repercutidas nos consumidores.

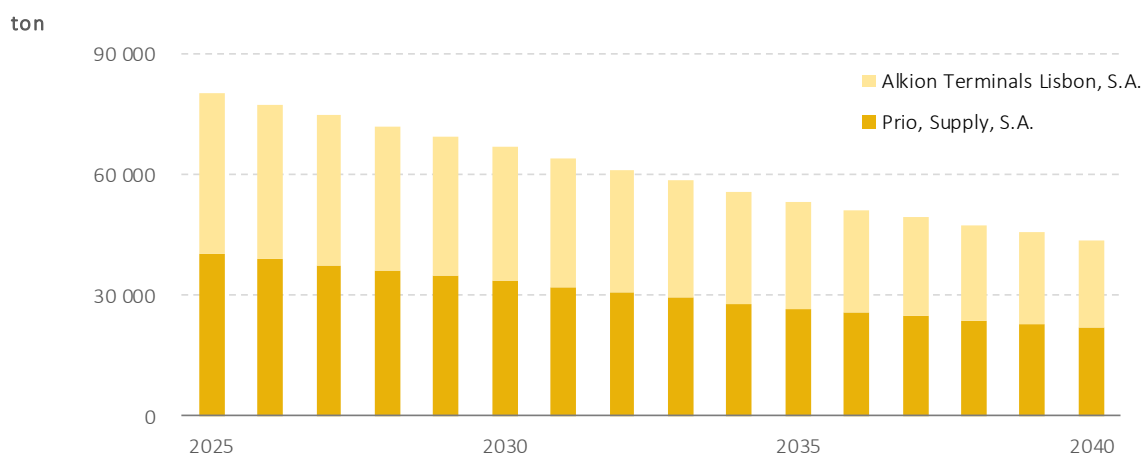
Não obstante, por via do roteiro para a neutralidade carbónica, o SPN deverá sofrer reformas expressivas, as quais incluirão a prazo o descomissionamento de instalações. Essa eventualidade deve ser refletida nos benefícios do projeto, entendendo-se que o fecho de instalações mais antigas em perímetros urbanos ou zonas de maior criticidade ambiental cria novas transferências de atividade que, previsivelmente, podem ser absorvidas pelas instalações que, no cenário que se está a considerar, perdem atividade para as novas infraestruturas do projeto.

Nesta medida, é razoável considerar que as instalações devem ser utilizadas em função da proximidade entre logística e o retalho, sendo que, a prazo, a reforma do SPN irá desejavelmente promover um redesenho da rede de infraestruturas de logística que abastecem o retalho.

No capítulo 5 foram realizadas as previsões de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, bem como as da ligação desta instalação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, as quais beneficiavam de uma transferência de 10% da atividade da instalação da Prio, em Gafanha da Nazaré, e 10% da atividade da instalação da Alkion, no Barreiro. A motivação apontada para esta transferência de atividade é a maior proximidade entre a logística e o retalho, sendo os respetivos benefícios para o projeto determinados no ponto 8.1.2.

A Figura 8-1 apresenta as quantidades transferidas das instalações da Prio, em Gafanha da Nazaré, e da Alkion, no Barreiro, para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

Figura 8-1 – Quantidades de combustíveis líquidos (gasolinas e gásóleo) transferidos de instalações existentes no SPN para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, no período 2025 a 2040, considerando a tendência do CNP

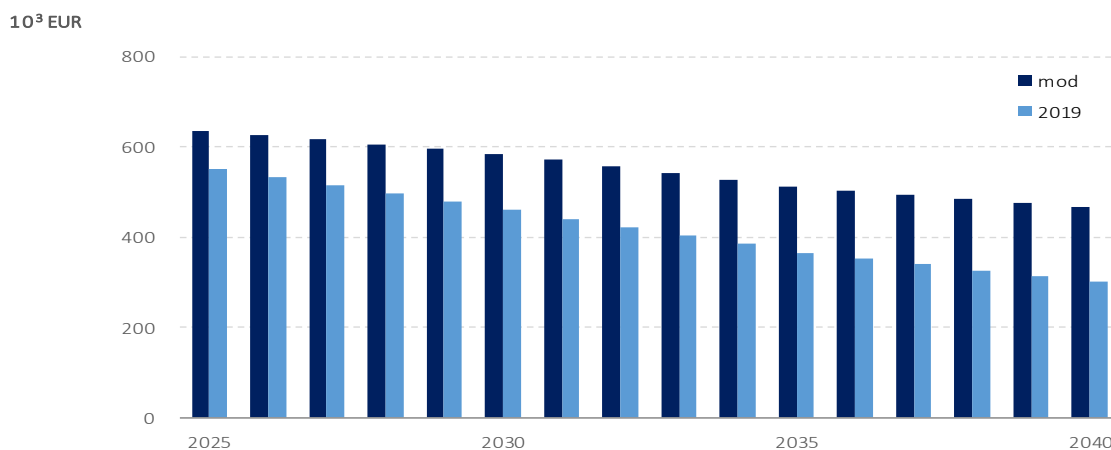


A Figura 8-2 apresenta os custos evitados por aplicação do custo de referência publicado pela Entidade Nacional para o Setor Energético, E.P.E. (ENSE). para a descarga, armazenagem e reservas de combustíveis líquidos no SPN, deduzido da componente de reservas⁷⁶, às quantidades apresentadas na Figura 8-1.

O custo de referência publicado pela ENSE para a componente de logística (descarga, armazenagem e reservas) corresponde a um custo médio do SPN e, como tal, considerou-se representativo da atividade das instalações da Prio, em Gafanha da Nazaré, e da Alkion, no Barreiro.

⁷⁶ O preço de referência atual é de 0,006€/l, deduzido de 0,525€/ton relativo à componente de reservas estratégicas, de onde resulta 6,882€/ton. (0,557 cent./l).

Figura 8-2 – Custos evitados com a transferência de atividade de instalações existentes no SPN para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, no período 2025 a 2040, considerando a tendência do CNP



O Quadro 8-2 apresenta os benefícios para o projeto decorrentes de custos evitados relativos a utilizações de instalações existentes no SPN, designadamente na instalação da Prio, em Gafanha da Nazaré, e na da Alkion, no Barreiro, considerando as tendências previstas pela Agência Internacional da Energia (AIE) no *World Energy Outlook 2018* (WEO 2018) nos CNP, CPA e CDS.

Quadro 8-2 – Benefícios globais para o projeto decorrentes da transferência de atividade de instalações existentes no SPN para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, no período 2025 a 2040, considerando as tendências do CNP, CPA e CDS

	Benefício do projeto [M€ ₂₀₁₉]
CNP	6,685
CPA	7,874
CDS	4,544

8.1.2 BENEFÍCIOS PELA APROXIMAÇÃO ENTRE LOGÍSTICA E RETALHO – REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSPORTE

Conforme vem sendo referido ao longo deste estudo os custos evitados pela aproximação entre os centros logísticos e os pontos de venda a retalho de produtos petrolíferos é um dos benefícios do projeto.

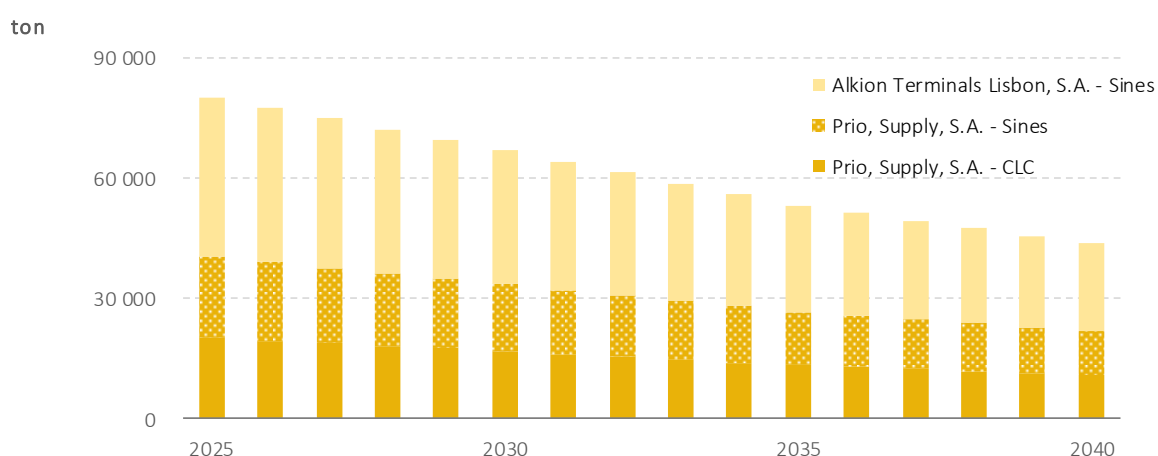
Na caracterização das instalações de receção, armazenamento e expedição de combustíveis líquidos e GPL, realizada no capítulo 4 do presente estudo, foi sublinhada a importância para os operadores de haver um acesso efetivo às instalações de logística a norte, a centro e a sul.

Com efeito, verifica-se em Portugal continental que a presença dos operadores no retalho, em particular o número de postos de abastecimento de combustíveis líquidos com venda ao público, é inversamente proporcional à distância entre a logística e o retalho.

Verifica-se para os operadores de menor dimensão que a cobertura territorial no retalho é sobretudo regional e que, mesmo para alguns operadores de abrangência nacional, os concelhos mais distantes das instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos das suas redes têm menos pontos de venda. Para estes operadores a cobertura nacional é sobretudo uma questão estratégica, viabilizando ofertas comerciais relevantes, como os cartões de frota, que obrigam a colocação de postos de abastecimento em áreas onde as margens ficam bastante comprometidas.

A Figura 8-3 apresenta as quantidades transferidas das instalações da Prio, na Gafanha da Nazaré, e da Alkion, no Barreiro, para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, à semelhança da Figura 8-1. Porém, distingue no caso das quantidades transferidas da instalação da Prio, as que são posteriormente expedidas para as instalações da CLC, em Aveiras de Cima, via oleoduto multiproduto.

Figura 8-3 – Quantidades de combustíveis líquidos transferidos de instalações existentes no SPN para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e para a instalação de Aveiras de Cima, da CLC, no período 2025 a 2040, considerando a tendência do CNP



A transferência de gasolinas e gasóleo das instalações da Prio, na Gafanha da Nazaré, e da Alkion, no Barreiro, para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, e posteriormente desta para a instalação da CLC, em Aveiras de Cima, aproxima a logística do retalho.

Admite-se que as distâncias entre estas instalações, designadamente (i) entre a instalação da Prio, na Gafanha da Nazaré, e a da CLC, em Aveiras de Cima, (ii) entre a instalação da Prio, na Gafanha da Nazaré, e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos em Sines e (iii) entre a instalação da Alkion, no Barreiro, e a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos em Sines, correspondem de uma forma simplificada a distâncias não percorridas por camião cisterna no fornecimento do mercado retalhista.

O Quadro 8-3 quantifica as distâncias referidas no parágrafo anterior, associando-lhes custos de fretes⁷⁷ em euros por tonelada (€/ton) e cêntimos de euro por litro (cent/l).

Quadro 8-3 – Distâncias entre instalações nas quais se considerou transferência de atividade, respetivos custos de transporte por camião cisterna por tonelada e por litro de combustível líquido transportado

Percurso	km	Frete	
		[€/2019/ton]	[cent.2019/l]
Prio Supply, S.A. - CLC	215	15,484	1,91
Prio Supply, S.A. - Porto de Sines	389	28,014	3,46
Alkion Terminal Lisbon, S.A. - Porto de Sines	146	10,514	1,30

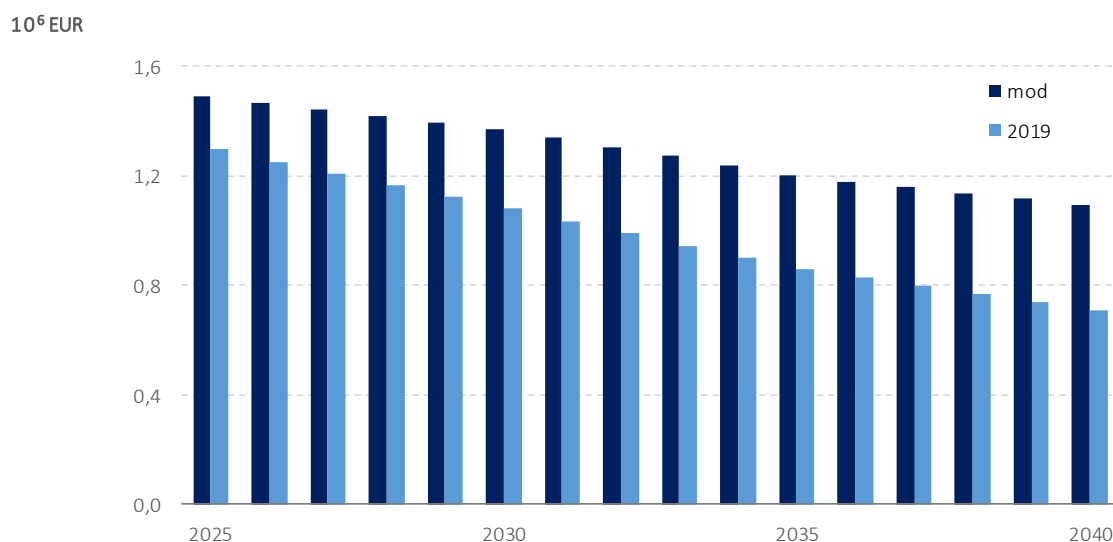
Os custos evitados no transporte por camião cisterna apontados no Quadro 8-3 são muito relevantes e explicam a vantagem competitiva dos operadores que têm acesso efetivo a instalações de logística próximas do retalho. Note-se que 100 km de distância adicional no transporte por camião-cisterna representam um acréscimo de aproximadamente 0,89 cêntimos de euro, por litro de combustível, na cadeia de valor. Refira-se ainda que este valor excede em aproximadamente 60% o custo médio de referência apurado pela ENSE para a logística (descarga + armazenamento)⁷⁸.

⁷⁷ Considerou-se um custo médio de 0,072€//(ton.km), o qual reflete os valores praticados atualmente pelos transportadores de matérias perigosas por estrada para gasolinas e gasóleos.

⁷⁸ Ver 76.

A Figura 8-4 apresenta os custos evitados que se obtêm pela aplicação dos custos de transporte apresentados no Quadro 8-3 às quantidades da Figura 8-3.

Figura 8-4 – Benefícios anuais estimados pela aproximação da logística ao retalho de combustíveis líquidos, no período 2025 a 2040, considerando a tendência do CNP



O Quadro 8-4 apresenta os benefícios para o projeto decorrentes de custos evitados por aproximação da logística ao retalho de combustíveis líquidos, considerando as tendências previstas pela AIE no *World Energy Outlook 2018* (WEO 2018) nos CNP, CPA e CDS.

Quadro 8-4 – Benefícios globais para o projeto decorrentes da aproximação da logística ao retalho de combustíveis líquidos, no período 2025 a 2040, considerando as tendências do CNP, CPA e CDS

	Benefício do projeto [M€ ₂₀₁₉]
CNP	15,687
CPA	18,484
CDS	10,650

8.1.3 BENEFÍCIOS DECORRENTES DE IMPORTAÇÕES

O TGL do Porto de Sines é operado pela Companhia Logística de Terminais Marítimos, S.A. (CLT), a qual integra o grupo Galp Energia, SGPS, S.A. (Galp Energia).

Apesar de a CLT operar o TGL do Porto de Sines em regime de Serviço Público, com acesso a terceiros transparente e não discriminatório, enquadrado por regulamentação própria aprovada pela Administração do Porto de Sines (APS), a única infraestrutura servida por este equipamento até 2018 era a Refinaria de Sines. Com efeito, o TGL do Porto de Sines recebia exclusivamente crude e produtos intermédios para a refinaria e, igualmente, servia de interface para a trasfega de produtos derivados do petróleo entre os navios tanque e as instalações de armazenagem associadas à refinaria.

Neste contexto, a Galp Energia era o único operador que, sem depender de outros, podia fazer importação de derivados do petróleo no TGL do Porto de Sines. Os outros operadores, tendo um regime de Serviço Público no TGL do Porto de Sines, dependiam operacionalmente da armazenagem da Galp Energia.

Para além disso, o despacho de produtos petrolíferos via oleoduto para as instalações de Aveiras de Cima, da CLC, era realizado exclusivamente a partir da Refinaria de Sines. Apesar de a CLC, operar as instalações de Aveiras de Cima em regime de acesso negociado o acesso efetivo às instalações a montante, neste caso a Refinaria de Sines, depende da Galp Energia.

A partir de 2018 o Porto de Sines passou a receber gásóleo para a instalação da Repsol, na fábrica da Repsol Polímeros, a qual também pode despachar produto para Aveiras de Cima via oleoduto. A Galp Energia deixou de ser o único operador em condições de importar produtos petrolíferos em Sines, apesar de a instalação da Repsol ser monoproduto.

Com a implementação da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines a importação de derivados do petróleo, a logística em Sines e o despacho de produto para Aveiras de Cima ficam abertos.

A nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines pode assim trazer benefícios ao SPN nas situações em que o custo das importações for inferior às cotações *ex-refinaria* de Sines praticadas pela Galp Energia. Nesta situação os benefícios correspondem à diferença entre os preços *ex-refinaria* de Sines e o custo das importações.

Conforme já referido, perspetivar estes benefícios entre 2025 e 2040 é um exercício totalmente artificial, sobretudo porque se baseia em aspetos complexos relacionados com a operação do aparelho refinador nacional, o comportamento futuro dos mercados e as estratégias negociais de um conjunto alargado de *players* num contexto de reforma profunda do setor, tanto nacional como global.

A abordagem seguida para quantificar esses benefícios passa por estimar as quantidades de produtos petrolíferos que estão suscetíveis a estes benefícios.

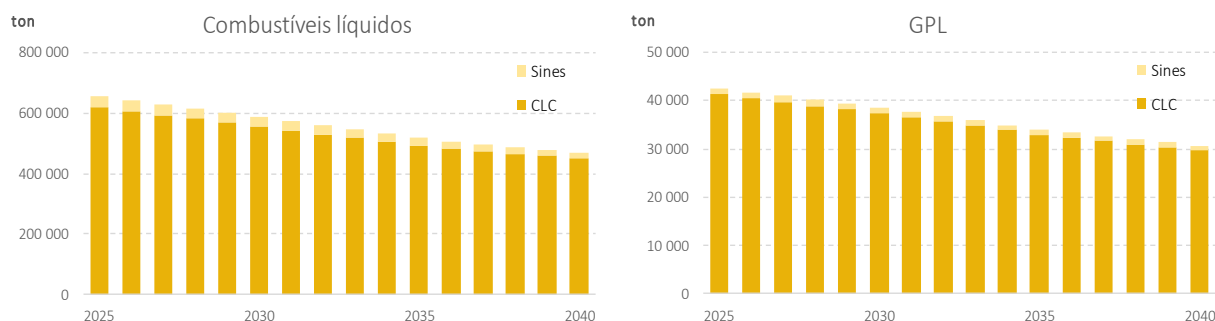
Estas quantidades correspondem integralmente a todo o produto que se estimou mobilizar na nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, descontando as quantidades transferidas a partir das instalações da Prio, na Gafanha da Nazaré, e da Alkion, no Barreiro, para esta nova instalação. Parte-se do princípio que as quantidades transferidas entre instalações do SPN que recebem produtos petrolíferos provenientes de importações não são suscetíveis e gerar este tipo de benefícios⁷⁹.

São contabilizadas como quantidades suscetíveis à aplicação destes benefícios as quantidades mobilizadas na instalação de Aveiras de Cima, da CLC, que passam a ser despachadas a partir nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, em detrimento da Refinaria de Sines, e as quantidades que passam a ser expedidas a partir das novas instalações para o retalho, em substituição das instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos associados à Refinaria de Sines (ver Quadro 8-1).

A Figura 8-5 apresenta as quantidades de produtos petrolíferos suscetíveis a estes benefícios, desagregando os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e os GPL (propano e butano), identificando as quantidades despachadas para as instalações da CLC, e as expedidas para o retalho a partir da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

⁷⁹ Este aspeto é de certa forma discutível uma vez que o TGL do Porto de Sines é de águas profundas e pode receber navios de grandes dimensões, com um custo de importação eventualmente menor, porém, não dispomos de informação que permita quantificar estes benefícios eventuais.

Figura 8-5 – Quantidades suscetíveis dos benefícios associados às importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, no período 2025 a 2040, considerando a tendência do CNP



A Figura 8-5 é reveladora da importância das instalações da CLC, em Aveiras de Cima, sendo que a maioria da atividade estimada para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines advém de quantidades que passam a ser importadas em detrimento de produção na Refinaria de Sines.⁸⁰

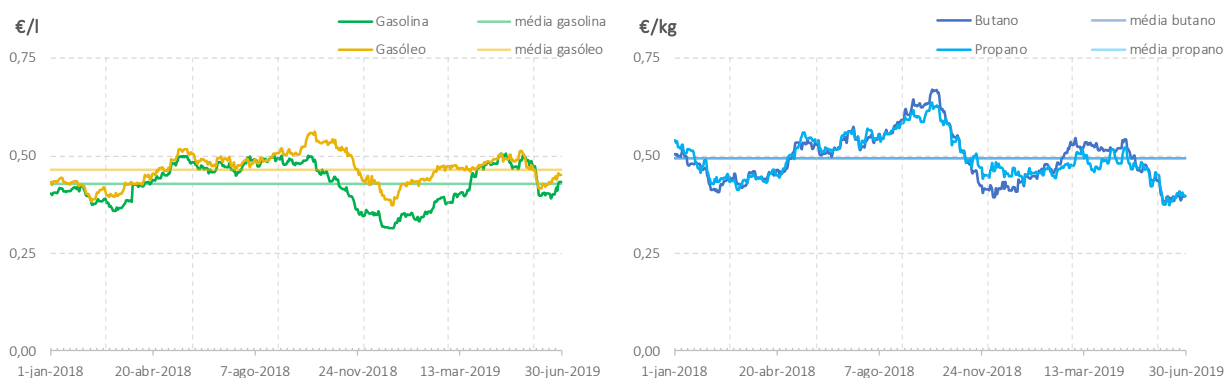
A Figura 8-6 mostra, por estações do ano (entre janeiro de 2018 e julho de 2019), as cotações CIF⁸¹ Lisboa para os combustíveis líquidos (lado esquerdo), designadamente gasóleo e gasolina IO95, e para os GPL (lado direito), propano e butano, em euros por litro e euros por quilograma, respetivamente. São também evidenciadas as médias aritméticas dos valores das cotações dos produtos referidos.

⁸⁰ Outra forma de contabilizar o benefício é obter a *import parity* através da revisão em baixa dos preços ex-refinaria de Sines. Neste caso a produção da refinaria não é afetada.

A nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines corre o risco de ficar ociosa, no entanto, este ajustamento deve-se à existência das instalações do projeto e o benefício deve ser-lhe imputado.

⁸¹ CIF – Cost, Insurance and Freight significa que a cotação inclui os custos de aquisição, acrescido de transporte e de seguros

Figura 8-6 – Cotações *Cost, Insurance and Freight* (CIF Lisboa) para os combustíveis líquidos (gasóleo e gasolina IO95) e para os GPL (butano e propano)



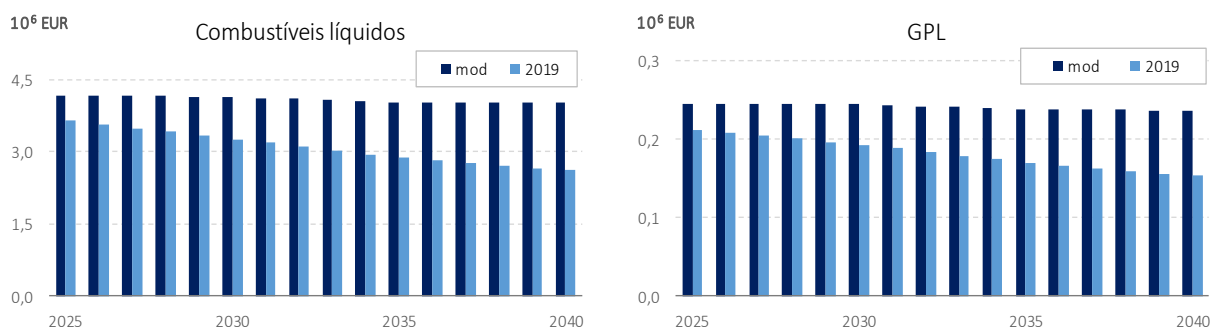
Fonte - ENSE-E.P.E.

Note-se que enquanto no caso dos GPL as médias são coincidentes em torno dos 0,50 euros por quilograma, no caso dos combustíveis líquidos, o valor médio da cotação do gasóleo é superior em cerca de 0,036 euros por litro ao valor médio da gasolina (0,428 euros por litro). A média aritmética das cotações CIF Lisboa dos combustíveis líquidos corresponde a 0,45 euros por litro e dos GPL 0,50 euros por quilograma.

Considerou-se que os ganhos específicos decorrentes de importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines correspondem a 1% do valor médio das cotações internacionais para os combustíveis líquidos e para os GPL, designadamente 0,45 cêntimos por litro e 0,50 cêntimos por quilograma.

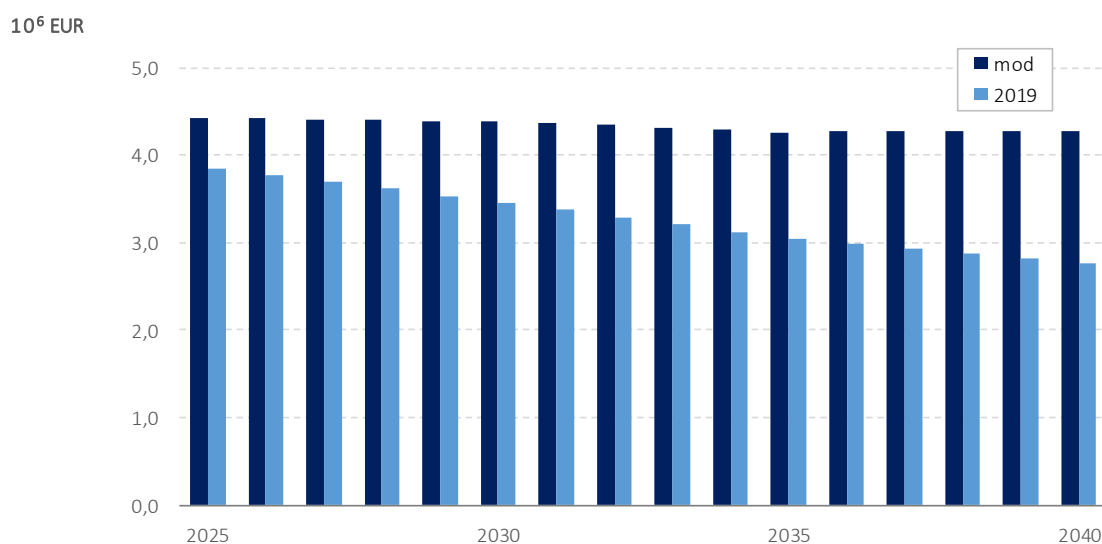
Estando determinadas as quantidades suscetíveis da aplicação destes benefícios (ver Figura 8-5), importa determinar os benefícios decorrentes das importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, as quais se obtêm multiplicando as quantidades pelos ganhos específicos referidos no parágrafo anterior. A Figura 8-7 apresenta os benefícios anuais.

Figura 8-7 – Benefícios anuais conseguidos com as importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, assumindo ganhos específicos de 0,45 cent./l para os combustíveis líquidos e de 0,5 cent./kg para os GPL, no período 2025 a 2040, considerando a tendência do CNP



A Figura 8-8 apresenta os benefícios anuais conseguidos com as importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, no período 2025 a 2040, considerando a tendência do CNP, sem discriminação por tipo de produto.

Figura 8-8 – Benefícios anuais conseguidos com as importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, no período 2025 a 2040, considerando a tendência do CNP



O Quadro 8-5 apresenta os benefícios para o projeto decorrentes das importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, considerando ganhos específicos de 0,45 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos e de 0,50 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL, considerando as tendências previstas pela AIE no *World Energy Outlook 2018* (WEO 2018) nos CNP, CPA e CDS.

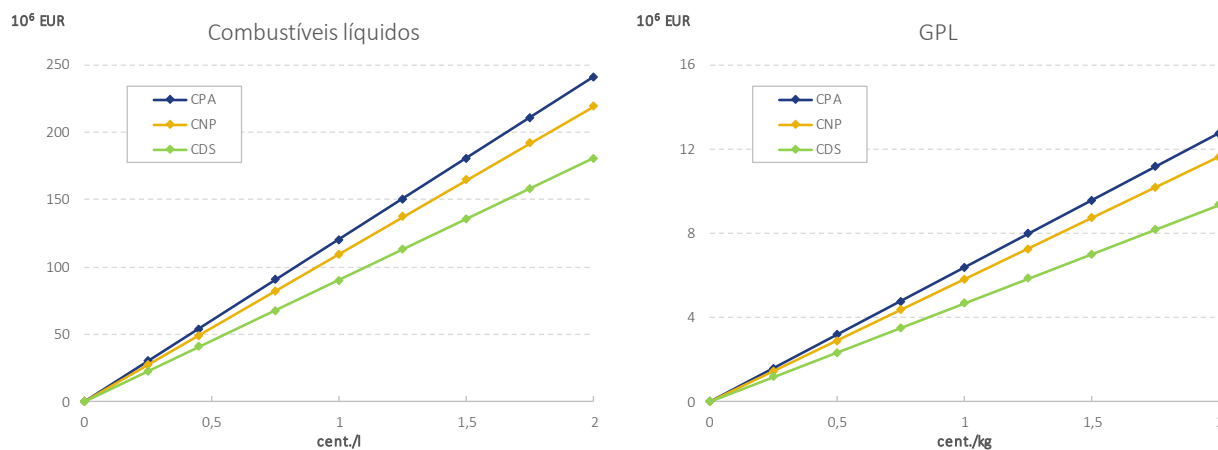
Quadro 8-5 – Benefícios globais para o projeto conseguidos com as importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, mediante ganhos específicos de 0,45 cent./l para os combustíveis líquidos e de 0,50 cent./kg para os GPL, no período 2025 a 2040, considerando as tendências do CNP, CPA e CDS

	Benefício do projeto		
	[M€ ₂₀₁₉]		
	Combustíveis líquidos	GPL	Total
CNP	49,434	2,914	52,348
CPA	54,309	3,190	57,499
CDS	40,667	2,344	43,011

Os benefícios para o projeto decorrentes das importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines são os mais difíceis de antecipar e, simultaneamente, os que mais impactam na análise custo-benefício do projeto.

A Figura 8-9 apresenta a variação dos benefícios globais para o projeto em função da variação dos ganhos específicos decorrentes das importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e para os GPL (propano e butano).

Figura 8-9 – Variação dos benefícios globais para o projeto em função da variação dos ganhos específicos decorrentes das importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, para os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e para os GPL (propano e butano)



No capítulo 9 este tema será retomado, sendo determinados os ganhos específicos decorrentes das importações através do TGL e da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines que equilibram os custos globais para o período 2025 a 2040.

8.1.4 REFORÇO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A construção de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines contribui para o reforço da segurança de abastecimento do SPN.

Estes benefícios são quantificáveis no caso dos impactos ao nível da constituição de reservas de segurança e reservas estratégicas, no entanto, no que respeita aos aspetos de natureza operacional em situações de gestão de crises energéticas a previsão e a quantificação dos benefícios torna-se um exercício de grande complexidade que requer cenarizações que vão muito para além do âmbito deste estudo.

No período entre 2025 e 2040 considerou-se que a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines não teria como objetivo a constituição de reservas, pelo que não se contabilizam benefícios associados a este tipo de atividade.

No que respeita aos aspetos de natureza operacional referidos anteriormente, também parece evidente que os benefícios associados à construção de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines seriam pouco notórios, pelas seguintes razões:

- A nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines faz uso do TGL existente e, nessa medida, não acrescenta novas interfaces ao SPN;
- A capacidade de armazenamento da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, sendo relevante, estaria inserida num perímetro industrial onde não existe deficit de tancagem, pelo contrário. Assim sendo, não vem suprir uma necessidade presente ou futura;
- A forma de expedição de produtos petrolíferos para o retalho a partir das instalações do projeto é redundante relativamente às instalações existentes em Sines, designadamente na refinaria e na fábrica da Repsol Polímeros.

Tendo em conta o exposto, não são contabilizados benefícios pela construção de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines. Tal não significa que não existam, porém, a motivação para o projeto não advém do reforço da segurança de abastecimento do SPN.

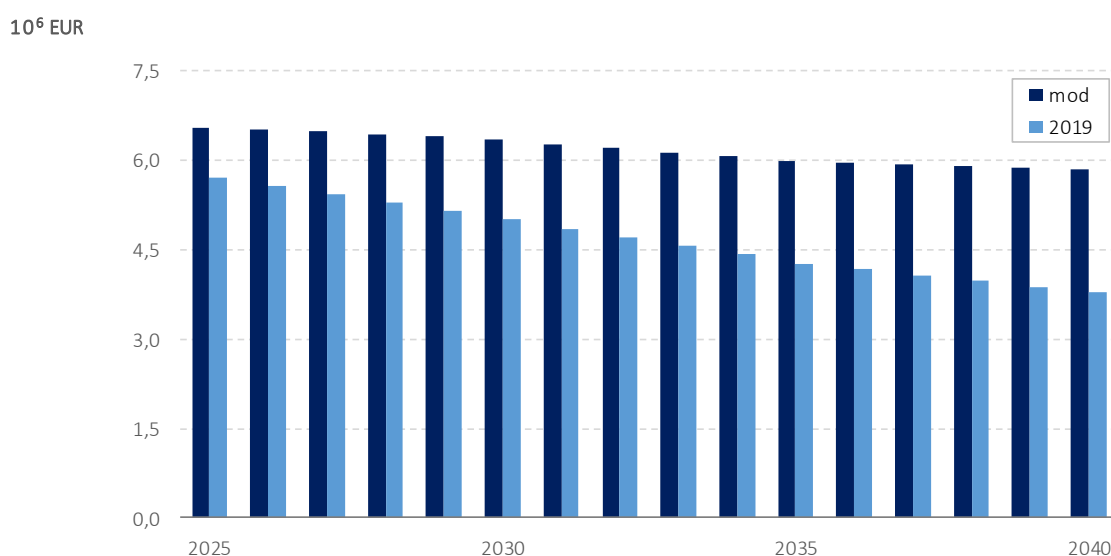
8.2 BENEFÍCIOS TOTAIS

À semelhança dos custos, os benefícios totais do projeto distinguem dois horizontes temporais: (i) o período de 2025 a 2040 e (ii) de 2041 a 2050.

8.2.1 PERÍODO 2025 A 2040

A Figura 8-10 apresenta os benefícios totais do projeto para o horizonte temporal entre 2025 e 2040, o qual se obtém através da soma dos benefícios específicos determinados nos pontos 8.1.1, 8.1.2 e 8.1.3.

Figura 8-10 – Benefícios totais anuais do projeto, para o período 2025 – 2040, considerando a tendência do CNP



O Quadro 8-6 apresenta os benefícios totais do projeto entre 2025 e 2040, para os cenários CNP, CPA e CDS.

Os resultados demonstram que os benefícios aumentam do CDS para o CNP e do CNP para o CPA, ou seja, são tanto maiores quanto maior for a taxa de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

**Quadro 8-6 – Benefícios totais do projeto, para
o período 2025 – 2040**

	Benefício do projeto [M€ ₂₀₁₉]
CNP	74,721
CPA	83,857
CDS	58,205

8.2.2 PERÍODO 2041 A 2050

Não foi realizada uma análise quantitativa dos benefícios do projeto para o período 2041 a 2050, na medida em que a sua determinação depende de previsões de utilização das infraestruturas do projeto nesse período.

Conforme referido no capítulo 5, as previsões de utilização da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e da ligação por oleoduto desta instalação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima apenas preveem o período 2025 a 2040. As incertezas relativamente à evolução do SPN no tempo remanescente até ao final do período de vida útil das instalações do projeto⁸² são bastante elevadas, não permitindo uma quantificação credível dos benefícios para esse horizonte temporal.

⁸² O período remanescente até à amortização integral do investimento inicial.

9 CUSTOS VS BENEFÍCIOS

A comparação entre os custos e os benefícios é realizada através de uma análise de sensibilidade à função Benefícios – Custos, com os custos do projeto a serem quantificados de acordo com o capítulo 7 e os benefícios de acordo com o capítulo 8.

Conforme referido no capítulo 7 e no capítulo 8, as análises quantitativas aos custos e aos benefícios do projeto compreende essencialmente o período 2025 a 2040. No que respeita à análise de custos, no ponto 7.7.2, é realizado um exercício simplificado para o período de 2041 a 2050, porém, no que respeita a benefícios concluiu-se que um exercício similar seria bastante abstrato e pouco clarificador. Assim, a função Benefícios – Custos tem como domínio o período temporal de 2025 a 2040.

Os parâmetros sobre os quais é realizada a análise de sensibilidade são: o CAPEX, o OPEX fixo, o WACC, os benefícios por aproximação da logística ao retalho, os custos evitados na logística e os benefícios conseguidos com as importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. O valor base desses parâmetros, bem como os valores máximos e mínimos, para a análise de sensibilidade são apresentados no Quadro 9-1.

Quadro 9-1 – Valores mínimos e máximos para os parâmetros da análise de sensibilidade - CAPEX, OPEX fixo, WACC, benefícios por aproximação da logística ao retalho, custos evitados na logística e benefícios conseguidos com as importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines

	Valor Base		Valor Mínimo		Valor Máximo	
			Unidade	Variação	Unidade	Variação
CAPEX	10 ⁶ EUR ₂₀₁₉	67,83	54,26	-20%	81,48	+20%
OPEX fixo	10 ⁶ EUR ₂₀₁₉	3,80	3,04	-20%	4,56	+20%
WACC	%	5,000	5,00	0%	8,00	+60%
Aproximação da logística ao retalho	cent. ₂₀₁₉ /(ton.km)	7,202	6,48	-10%	7,92	+10%
Custo evitado na logística	cent. ₂₀₁₉ /l	0,557	0,45	-20%	0,67	+20%
Benefícios com as importações	cent. ₂₀₁₉ /l; cent. ₂₀₁₉ /kg	0,45	0,00	-100%	1,80	+300%
		0,50	0,00		2,00	

Sobre os valores máximos e mínimos dos parâmetros importa sublinhar alguns aspetos, nomeadamente os seguintes:

- O CAPEX e o OPEX fixo variam $\pm 20\%$ do valor base, de forma semelhante à análise de sensibilidade aos custos do projeto apresentada no ponto 7.8;
- O WACC varia entre 5%, característico de uma atividade regulada, e 8% de acordo com o estabelecido na Norma sobre Metodologia tarifária da CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A. (CLC)⁸³;
- Os benefícios por aproximação da logística ao retalho são determinados por aplicação de um custo específico para o transporte rodoviário de gasolinas e gasóleos por camião cisterna, no valor de 7,202 cent.₂₀₁₉/(ton.km), a quantidades multiplicadas por distâncias não percorridas em virtude da construção da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines (ver ponto 8.1.2). Este parâmetro varia $\pm 10\%$ do valor base, por haver uma grande confiança nesse valor;
- Os custos evitados na logística são determinados por aplicação dos custos de referência publicados pela Entidade Nacional para o Setor Energético, E.P.E. (ENSE) no seu portal, para a atividade de descarga/armazenagem de gasolinas e gasóleos, no valor de 0,557 cent.₂₀₁₉/l⁸⁴, a quantidades transferidas para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines (ver ponto 8.1.1). Também neste parâmetro existe uma razoável confiança no valor base e, como tal, aplicou-se uma variação de $\pm 20\%$;
- Os benefícios conseguidos com as importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines são um parâmetro sobre o qual existe uma grande incerteza e, nessa medida, a variação é de -100% a 300% do valor base. No caso dos -100% é simulada a condição de que não existe qualquer benefício e, no caso dos 300%,

⁸³ Norma sobre Metodologia Tarifária da CLC publicada em:

http://www.clc.pt/DocsCLC/2019/CLC_Norma_Metodologia_Tarifaria.pdf

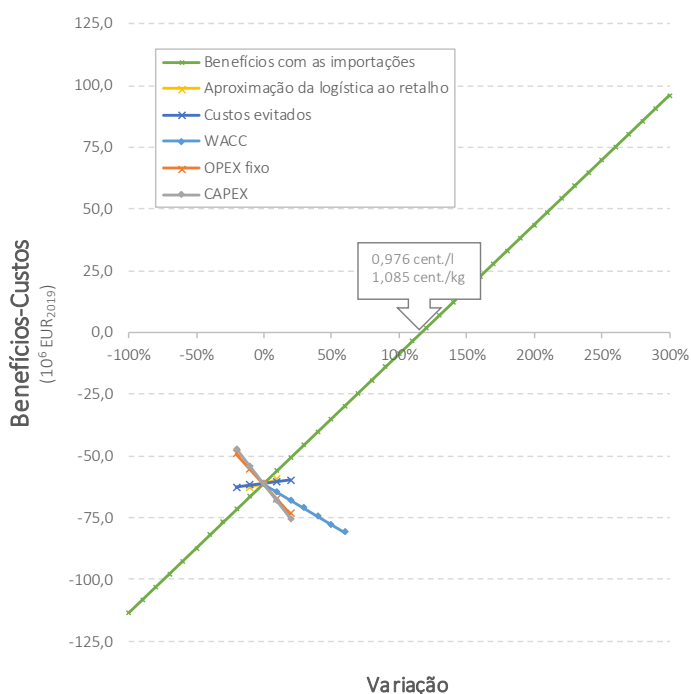
“A remuneração aplicável ao capital investido no Sistema Logístico é definida trienalmente no âmbito da Metodologia Tarifária, sendo o seu valor mínimo fixado em 8% para o Triénio.”

⁸⁴ Ver 45.

são simulados ganhos específicos de 1,80 cent.₂₀₁₉/l nos combustíveis brancos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e 2 cent.₂₀₁₉/kg nos GPL.

A Figura 9-1 apresenta o diagrama da análise de sensibilidade à função Benefícios – Custos, para os parâmetros referidos acima, considerando a tendência do CNP aplicada às quantidades mobilizadas nas infraestruturas do projeto.

Figura 9-1 – Análise de Sensibilidade à função Benefícios – Custos, considerando a tendência do CNP



A leitura da Figura 9-1 permite apontar algumas conclusões, nomeadamente as seguintes:

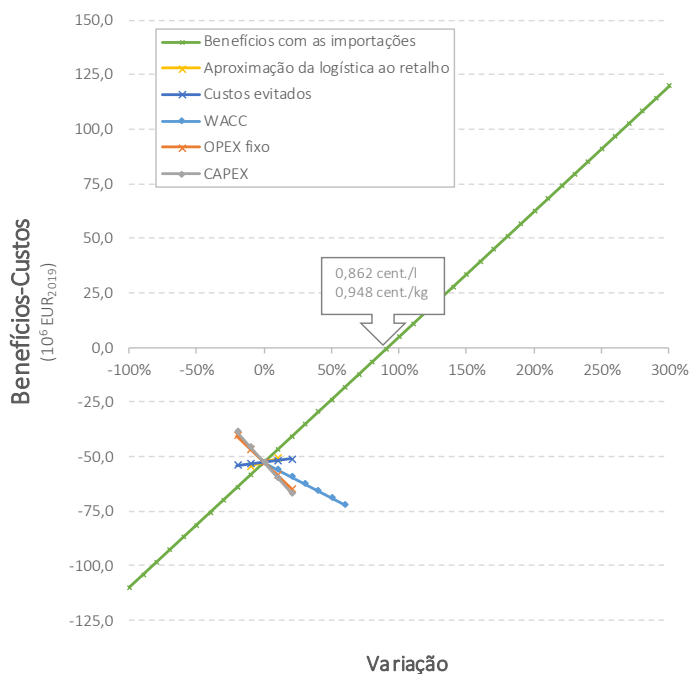
- Para os valores base, a função Benefícios – Custos tem um resultado negativo de -61,2 milhões de euros tendo como referência o ano de 2019 (M€₂₀₁₉);
- A variação do CAPEX, do OPEX fixo, do WACC, dos benefícios por aproximação da logística ao retalho e dos custos evitados na logística não altera a avaliação global do projeto, no qual os custos prevalecem sempre sobre os benefícios;

- No que respeita ao CAPEX e ao OPEX fixo, as conclusões apontadas na análise apresentada no ponto 7.7.2 mantêm-se válidas;
- No que respeita ao WACC verifica-se igualmente que um aumento deste parâmetro tem um efeito penalizador no projeto. Com efeito, um aumento de 5% para 8% no WACC acarreta um custo adicional de sensivelmente 20 M€₂₀₁₉;
- A variação dos benefícios por aproximação da logística ao retalho e os custos evitados na logística têm pouco impacto no resultado da função Benefícios – Custos. Esta constatação é resultado do facto que as quantidades suscetíveis de gerar estes benefícios são pequenas, ou seja, referem-se a quantidades pouco expressivas transferidas das instalações da Prio Supply, S.A. (Prio), em Gafanha da Nazaré, e da Alkion Terminal Lisbon, S.A. (Alkion), no Barreiro, para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.
- Os benefícios conseguidos com as importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines são, efetivamente, o parâmetro que determina o resultado da análise.

Refira-se que, para o CNP, a função Benefícios – Custos fica positiva para ganhos específicos relacionados com as importações de produtos petrolíferos na ordem 0,976 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e 1,085 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL (propano e butano).

A Figura 9-2 apresenta o diagrama da análise de sensibilidade à função Benefícios – Custos, considerando a tendência do CPA aplicada às quantidades mobilizadas nas infraestruturas do projeto.

Figura 9-2 – Análise de Sensibilidade à função Benefícios – Custos, considerando a tendência do CPA

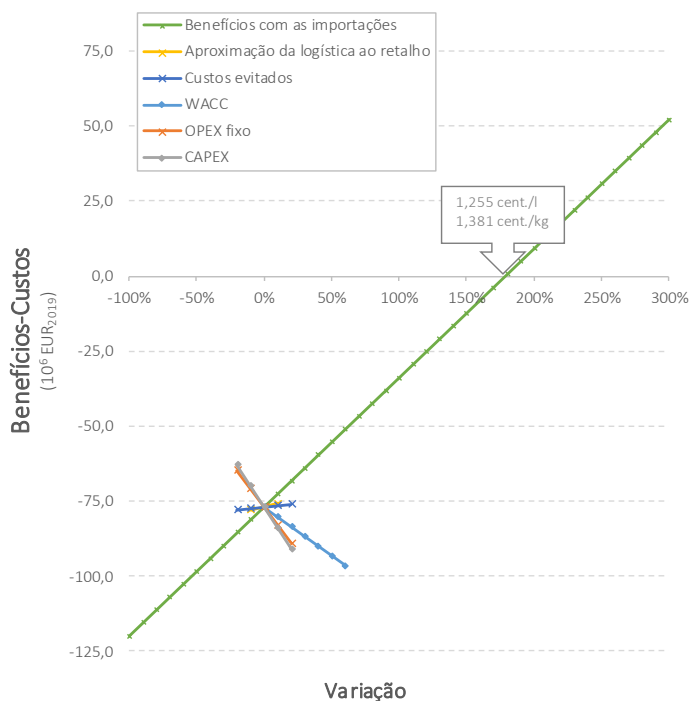


A leitura da Figura 9-2 permite apontar algumas conclusões, nomeadamente as seguintes:

- Para os valores base, a função Benefícios – Custos mantém um resultado negativo de -52,6 milhões de euros tendo como referência o ano de 2019 (M€₂₀₁₉);
 - Este resultado é melhor do que o obtido para o CNP e permite que benefícios menores decorrentes das importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines possam gerar resultados positivos para a função Benefícios – Custos;
- Neste caso a função Benefícios – Custos fica positiva para ganhos específicos relacionados com as importações de produtos petrolíferos na ordem 0,862 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e 0,948 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL (propano e butano).

A Figura 9-3 apresenta o diagrama da análise de sensibilidade à função Benefícios – Custos, considerando a tendência do CDS aplicada às quantidades mobilizadas nas infraestruturas do projeto.

Figura 9-3 – Análise de Sensibilidade à função Benefícios – Custos, considerando a tendência do CDS



A leitura da Figura 9-3 permite apontar algumas conclusões, nomeadamente as seguintes:

- Para os valores base, a função Benefícios – Custos tem um resultado mais negativo do que o registado nos outros cenários, com um valor de -76,9 milhões de euros tendo como referência o ano de 2019 (M€₂₀₁₉);
- A função Benefícios – Custos passa a necessitar de ganhos específicos relacionados com as importações de produtos petrolíferos superiores a 1,255 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e a 1,381 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL (propano e butano) para ter um resultado positivo.

10 GESTÃO DE RISCO – OPEN SEASON

Conforme referido no capítulo anterior, uma das formas de garantir que o projeto da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo a ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, possa gerar eventuais benefícios para os consumidores trata-se de salvaguardar o acesso a terceiros regulado, bem como a implementação de um regime de tarifas e preços regulados a estas infraestruturas.

A matriz de acesso a terceiros regulado, assim como tarifas e preços regulados, deveria ser estendida ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, bem como à instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos de Aveiras de Cima, ambas na esfera da CLC, uniformizando o modelo de regulação aplicável.

O acesso regulado pressupõe uma diminuição do risco do operador da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e da ligação ao oleoduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, o que, conforme referido no capítulo 7, deverá resultar numa menor remuneração do ativo líquido e, conseqüentemente, em tarifas e preços menores para a utilização destas infraestruturas. Na metodologia aplicada neste estudo, a implementação de um regime regulado à atividade das infraestruturas do projeto é benéfica para o resultado obtido na análise custo benefício.

Porém, uma redução do nível de risco para os operadores corresponde a uma maior exposição para os consumidores. Dadas as elevadas incertezas no que respeita a benefícios potenciais deste projeto, em particular os que resultam do fomento da concorrência entre os preços nacionais *ex-refinaria* e os provenientes das importações de produtos derivados do petróleo, para um período onde o setor sofrerá uma grande retração (de 2025 a 2040), o nível de risco não pode ficar todo do lado dos consumidores.

Este é, de facto, um tema recorrente na regulação do gás natural, sobretudo ao nível das grandes intervenções para o reforço de interligações entre estados-membros da União Europeia (UE) ou ainda para o caso de outras infraestruturas que sirvam de grandes portas de entrada de gás natural no espaço comunitário, como por exemplo terminais de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL).

Ao nível destas novas grandes infraestruturas de gás natural, tem sido aplicado com alguma frequência os denominados *Open Seasons*, que correspondem a formas de atribuição de capacidade, a longo prazo, em

eventuais novas interligações, permitindo que o risco associado à construção destas infraestruturas seja partilhado entre os utilizadores dessas infraestruturas e os consumidores.

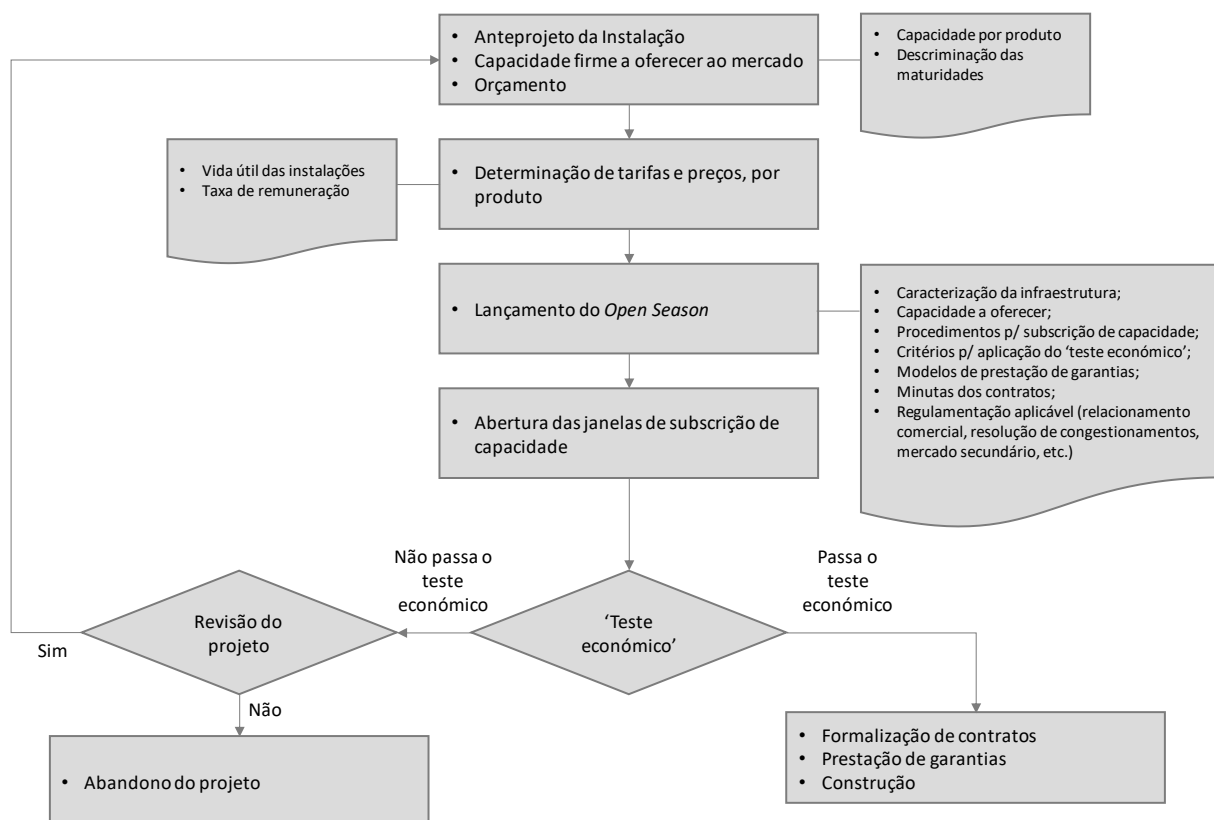
Em termos genéricos um *Open Season* corresponde ao seguinte mecanismo:

- É projetada e orçamentada uma determinada infraestrutura, que permite uma oferta ao mercado de uma capacidade firme.
- Estando orçamentadas e determinada a capacidade firme a oferecer ao mercado são estabelecidas as tarifas e os preços para o período de vida útil da infraestrutura.
- É preparada entre o concedente e o regulador a documentação que acompanha o *Open Season*, incluindo:
 - i. a caracterização da infraestrutura;
 - ii. a capacidade a oferecer, com diversas maturidades e para o período de vida útil da infraestrutura;
 - iii. os procedimentos de subscrição de capacidade;
 - iv. o mecanismo e os critérios aplicáveis ao ‘teste económico’;
 - v. os modelos de prestação de garantias associados à subscrição de capacidade;
 - vi. as minutas dos futuros contratos de atribuição de capacidade;
 - vii. a regulamentação aplicável no que respeita ao relacionamento comercial, resolução de congestionamentos, mercado secundário, entre outros.
- São abertas janelas de subscrição de capacidade para os eventuais futuros utilizadores, sendo que essa subscrição é vinculativa (em capacidade e preço) na circunstância de o projeto vir a ser concretizado.
- É efetuado o denominado ‘teste económico’, no qual se estabelece um limiar mínimo de capacidade subscrita acima da qual o projeto é efetuado. Não sendo cumprido o ‘teste económico’ o projeto é revisto ou abandonado.
- Caso a procura (subscrição) exceda a oferta o projeto poderá ser revisto (com a capacidade reforçada) ou é aplicado um mecanismo para resolução de um potencial congestionamento contratual.

- Caso o projeto seja viável são formalizados os contratos e colocadas as garantias.

A Figura 10-1 apresenta um fluxograma para um processo *Open Season*.

Figura 10-1 – Fluxograma de um *Open Season*



Os *Open Season* podem ainda ter capacidade reservada para utilizações de curto prazo, as quais normalmente estão integradas na capacidade remanescente não considerada para a verificação do ‘teste económico’.

Em 2010 foi lançado um *Open Season* para o reforço das interligações de alta pressão de gás natural entre Espanha e França, com um ‘teste económico’ de 80% da capacidade oferecida ao mercado, o qual não viria a ter sequência por não terem sido atingidas as subscrições necessárias ao cumprimento do ‘teste económico’.

Outro aspeto relevante, à margem do *Open Season*, trata-se da seleção do futuro operador da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines e da ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima. Este operador poderá ser selecionado de diversas formas, entre as quais as seguintes:

- Pré-selecionado pelo concedente, baseado em critérios objetivos e transparentes;
- Obtido por concurso prévio ao *Open Season*;
- Formado após a conclusão do *Open Season*, baseado em critérios objetivos e transparentes entre os quais uma sociedade cujas participações são proporcionais à capacidade atribuída (ou subscrita).

11 IMPACTO AMBIENTAL

Este estudo assumiu uma evolução da procura de produtos derivados do petróleo no Sistema Petrolífero Nacional (SPN) consistente com um conjunto de compromissos estabelecidos na *Estratégia de Longo Prazo para a Neutralidade Carbónica da Economia Portuguesa em 2050* (RNC2050).

O RNC2050 considerou três cenários, designadamente o Cenário Fora de Pista, o Cenário Pelotão e o Cenário Camisola Amarela (ver ponto 3.3). Esses cenários pretendem interpretar os desenvolvimentos do país em matéria ambiental e socioeconómica, sendo que, distinguem-se através da forma como serão envidados os esforços na promoção do objetivo de alcançar o resultado líquido de zero emissões.

Esses compromissos são coerentes com os cenários previstos pela AIE no WEO2018, em particular o Cenário Novas Políticas (CNP) e o Cenário Desenvolvimento Sustentável (CDS). Com efeito, o Cenário Pelotão e o Cenário Camisola Amarela encontram-se próximos dos CNP e CDS, embora as tendências do RNC2050 pareçam ser mais ambiciosas.

Importa, no entanto, referir que o WEO2018 assenta numa abordagem mais quantitativa do que o RNC2050 e, por essa razão, as evoluções de procura de produtos petrolíferos consideradas neste estudo estão alinhadas com o Cenário Políticas Atuais (CPA) e os referidos CNP e CDS, aplicados aos países membros da União Europeia (UE).

A previsão da procura por produtos petrolíferos, adaptada ao CNP, é adotada neste estudo como cenário central e, como tal, foi utilizada no dimensionamento das infraestruturas do projeto. Porém, o CDS que contempla políticas mais ambiciosas de descarbonização e promove a narrativa da neutralidade carbónica, é igualmente simulado, como forma de testar a resiliência do projeto a uma contração de mercado mais acentuada.

11.1 EMISSÕES DE GASES COM EFEITOS DE ESTUFA E POLUENTES

Várias companhias petrolíferas que operam no SPN adquirem combustíveis à Refinaria de Sines, por não reunirem condições para importação de derivados do petróleo no Porto de Sines. Esses combustíveis são despachados por oleoduto para a instalação de Aveiras de Cima, da CLC, de onde são expedidos para o retalho por camião-cisterna.

A sul da península de Setúbal a Galp Energia encontra-se numa situação privilegiada, sendo único operador que dispõe de infraestrutura de logística própria capaz fornecer gasolinas e gasóleos ao retalho.

Um dos benefícios da implementação do projeto é a aproximação da logística ao retalho, permitindo que se reduzam as distâncias percorridas no transporte rodoviário de combustíveis líquidos por camião-cisterna.

Com a supressão do tráfego de camiões cisterna, ficariam também reduzidas as emissões de CO₂ e de poluentes atmosféricos associadas a cada percurso. O Quadro 11-1 colige o valor do consumo de gasóleo associado à distância entre instalações, determinado com base em valores de referência⁸⁵ e as emissões de CO₂ anuais evitadas tendo conta os pressupostos assumidos na monetização dos benefícios (capítulo 8), o percurso efetuado atualmente pelos camiões cisternas (Quadro 8-3) e a quantidade de combustíveis líquidos, mobilizados em 2025 (Figura 8-3).

Quadro 11-1 – Quantidades de gasóleo e emissões de dióxido de carbono eliminadas

Percurso	Distância entre instalações (km)	Quantidades mobilizadas (ton)	N.º de veículos	Fator de consumo (litros/km/ano)	Quantidade de gasóleo (litros/ano)	Quantidade de CO ₂ (tonCO ₂ e)
Prio Supply, S.A. - CLC	215	20 164	623	0,25	66 973	181,054
Prio Supply, S.A. - Porto de Sines	389	20 164	623	0,25	121 174	327,582
Alkion Terminal Lisbon, S.A. - Porto de Sines	146	39 905	1232	0,25	89 936	243,134

A implementação da nova instalação permitirá uma supressão do tráfego de camiões cisterna, traduzindo-se numa redução de consumo de gasóleo associado aos percursos em aproximadamente 1 112 328 km. Aplicando os fatores de emissão típicos associados à circulação de veículos pesados é possível evitar o consumo anual de aproximadamente 280 m³ de gasóleo, evitando-se também a respetiva emissão de aproximadamente 752 tonCO₂e.

⁸⁵ A densidade média ponderada dos produtos mobilizados foi assumida em 0,81 ton/m³. Considerou-se que cada camião-cisterna tem de capacidade 40 m³. O Fator de Emissão para o gasóleo é de 3098,2 kgCO₂e/tep (conforme Despacho n.º 17313/2008, de 3 de junho). O coeficiente de redução a tonelada equivalente de petróleo, para o gasóleo é de 1,045 tep/ton e, para efeitos de equivalência, o valor de densidade adotado é de 0,835 ton/m³ (conforme Portaria n.º 228/90, de 27 de março)

Aplicando os fatores de emissão típicos associados à circulação de veículos pesados (Quadro 11-2) será possível evitar a emissão anual de 2,35 ton de monóxido de carbono, 3,75 ton de óxidos de azoto, 0,47 ton de carbono orgânico volátil e 0,15 ton de partículas.

Quadro 11-2- Emissões de poluentes evitadas

Poluente	Fator de emissão ⁸⁶ (g/km)	Quantidade (ton)
Monóxido de carbono (CO)	2,35	≈ 2,61
Óxidos de azoto (NOx)	3,37	≈ 3,75
Carbono orgânico volátil (VOC)	0,42	≈ 0,47
Partículas	0,13	≈ 0,15

Por outro lado, poderá ocorrer um aumento das emissões provenientes das embarcações de grande porte, com destino ao Terminal de Granéis Líquidos (TGL) do Porto de Sines, nomeadamente poluentes como o SO₂ (dióxido de enxofre), NO_x (óxidos de azoto), e COVNM (compostos orgânicos voláteis não metânicos).

Por sua vez, a refinaria de Sines, mantendo os níveis de produção, e estando inserida num mercado global, e continuando a exportar a sua produção, contribuiria também para o aumento do tráfego de navios no Porto de Sines. Caso, por força da importação de derivados de petróleo, a refinaria baixasse a sua produção, a geração de gases com efeitos de estufa provenientes do processo de refinação seria deslocalizada para o local (país) de produção do produto. Ainda assim, o balanço global das emissões não sofreria alterações, estando apenas e só dependente da melhor eficiência e sustentabilidade do aparelho refinador de cada país.

11.2 INSTALAÇÕES NACIONAIS DEDICADAS À ARMAZENAGEM DE PRODUTOS PETROLÍFEROS

A construção de uma nova instalação para garantir um melhor acesso ao aprovisionamento de produtos petrolíferos num setor que a curto prazo entrará em contração parece contraditória, mesmo num contexto onde se pretende promover a concorrência através da abertura da logística em Sines e expedição por

⁸⁶ Os valores das emissões associadas foram determinados com base em valores de referência indicados em COPERT (*European Environmental Agency – EMISIA, S.A. for calculation of emissions from the road transport sector*)

oleoduto até à instalação da CLC, em Aveiras de Cima. Aumentar o número de infraestruturas do SPN pode gerar uma dicotomia em relação à perceção pública quanto aos compromissos assumidos por Portugal na sua narrativa em prol da descarbonização.

No entanto, o impacto do investimento de operadores na expansão dos seus parques de tancagem, tem sido atenuado com o desmantelamento de outras instalações de armazenagem. Note-se, a título ilustrativo deste efeito, a construção do parque de tanques da Prio situado no Porto de Aveiro e o processo de descomissionamento das instalações no Real, em Matosinhos, recentemente pela BP e, há cerca de uma década, pela Shell (entretanto comprada pela Repsol).

Importa sublinhar que o projeto da Prio está enquadrado num parque industrial e a sua realização não contribuiu com impactos significativos a nível de paisagens e urbanismo, uma vez zona envolvente já previa esse tipo de ocupação. Já as instalações da BP no Real encontravam-se inseridas numa zona com elevada densidade populacional, pelo que o seu descomissionamento era inevitável e inadiável.

O projeto de implementação de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines e a respetiva ligação ao oleoduto Sines-Aveiras de Cima deverá ser enquadrado na Zona Industrial Logística de Sines (ZILS) tendo, à partida, condições para que se encontrem soluções que minimizem o impacte ambiental.

Apesar de, à data, o projeto não integrar um planeamento centralizado de médio/longo prazo para as infraestruturas de logística do SPN, não é de excluir, no futuro, a possibilidade de as instalações deste projeto tomarem parte num redesenho na forma como se processa as atividades de logística no setor, promovendo a desclassificação de instalações mais antigas em zonas de maior pressão urbanística e ambiental.

11.3 CUSTOS AMBIENTAIS

A construção desta infraestrutura para atender à necessidade de abertura da logística em Sines e o despacho de produto para Aveiras de Cima terá impactes ambientais inevitáveis.

A análise concreta e apurada desses impactes deve acontecer numa situação em que exista uma vontade clara de investimento, um Estudo Prévio e um Projeto de Engenharia Básica que conceptualize o empreendimento. O Estudo de Impacte Ambiental (EIA) e as subsequentes avaliações carecem de uma

caracterização detalhada das instalações, do local onde serão implementadas, dos tempos de construção, do período de vida previsto até ao seu desmantelamento, etc.

Um projeto desta natureza encontra-se sujeito a processo de Avaliação de Impacte Ambiental, nos termos do Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, na sua redação atual, que estabelece o regime jurídico da Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) dos projetos públicos e privados suscetíveis de produzirem efeitos significativos no ambiente, transpondo para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2011/92/UE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de dezembro de 2011, relativa à avaliação dos efeitos de determinados projetos públicos e privados no ambiente.

Tendo em conta o exposto, os custos e os benefícios ambientais não considerados neste estudo devem ser apurados em sede própria, numa fase posterior, caso o projeto tenha continuidade.

12 CONSULTAS AO CONSELHO PARA OS COMBUSTÍVEIS DA ERSE E À AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA

O artigo 242.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano 2019, estabelece que, após a elaboração da análise custo-benefício do impacto do projeto de ligação, por oleoduto, da refinaria de Sines ao Porto de Sines, a ERSE deverá consultar o seu Conselho para os Combustíveis e a AdC.

Ambas as consultas decorreram no final do ano 2019 tendo os pareceres do Conselho para os Combustíveis e da AdC sido submetidos à ERSE a 14 de janeiro de 2020 e a 23 de dezembro de 2019, respetivamente.

O Conselho para os Combustíveis da ERSE pronunciou-se de uma forma positiva ao estudo tendo deixado como recomendação que o projeto da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines, incluindo a ligação ao oleoduto multiproduto existente entre Sines e Aveiras de Cima, apenas avance se existirem promotores que assumam os riscos inerentes ao projeto.

O Conselho para os Combustíveis refere ainda que, pese embora o projeto seja dificilmente viável num contexto de retração da procura de produtos derivados do petróleo no SPN, a sua concretização poderá trazer benefícios aos consumidores, devendo o modelo de *Open Season* ser explorado.

Refere também o Conselho para os Combustíveis que deve ser otimizado o uso das infraestruturas existentes, “reativando o diálogo com a APS e a CLT, respetivamente concedente e concessionária do TGL do Porto de Sines, em regime de Serviço Público, para assegurar condições que reforcem o acesso a terceiros ao mercado, em condições de transparência e não-discriminação”.

O parecer da AdC propõe um conjunto de recomendações para a melhoria do presente estudo dos quais se apontam, nomeadamente, as seguintes:

- i. melhorar a fundamentação da evolução do consumo de jet A1 até 2040;
- ii. caracterizar a utilização das infraestruturas de logística existentes no SPN, dando-lhe ênfase geográfica e por operador;
- iii. considerar a possibilidade de não realizar os investimentos relativos à componente de armazenagem, limitando o esforço ao troço de oleoduto entre o TGL do Porto de Sines e o oleoduto multiproduto entre Sines e Aveiras de Cima;

- iv. considerar os efeitos do projeto na procura de produtos petrolíferos ao nível do retalho;
- v. e, aprofundar o modelo de gestão de risco (*Open Season*) proposto.

A ERSE considera que todas as sugestões referidas acima são pertinentes, enfatizando que ao longo deste trabalho as preocupações apontadas pela AdC no seu parecer, bem como as publicadas em relatórios anteriores, estiveram patentes e foram devidamente consideradas.

12.1 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE JET A1

Com efeito, a ERSE reconhece no que respeita à evolução da procura de jet A1 no SPN que existe uma dicotomia clara entre a expansão das infraestruturas aeroportuárias prevista, designadamente um novo aeroporto para a área de Lisboa, e o necessário aumento da eficiência energética na aviação comercial. O tema é complexo, sobretudo se contextualizado nos objetivos traçados no RNC2050, e, nessa medida, a opção por manter o consumo de jet A1 constante surge como um compromisso entre estas duas tendências.

Por outro lado, ao manter-se no estudo os cenários da AIE no que respeita à evolução da procura do cabaz de produtos derivados do petróleo, em particular nos combustíveis líquidos, uma revisão em alta (ou em baixa) da procura de jet A1 resultaria num efeito inverso nos outros combustíveis líquidos. Assim, numa análise integrada aos combustíveis líquidos a metodologia adotada iria manter a evolução global da procura, o que traria um impacto pouco acentuado no dimensionamento e na orçamentação nas componentes de armazenamento/expedição de combustíveis líquidos. Notar-se-iam custos específicos diferentes dos apontados na Figura 6, porém, as conclusões a que se chegaria na função Custos-Benefícios e respetiva análise de sensibilidade seriam genericamente as mesmas.

Refira-se ainda que, numa situação em que se pressupõe um comportamento para um cabaz de combustíveis líquidos alinhado com as estimativas da AIE, as incertezas na evolução de cada produto do cabaz podem ser mitigadas através de soluções técnicas que permitam a adaptação da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines a essas evoluções. Para tal deverá ser considerada na fase de execução que os equipamentos dedicados aos combustíveis líquidos, incluindo os tanques de armazenagem, são passíveis de serem convertidos em função da evolução do mercado e que as incertezas inerentes a esta fase de um projeto são minimizáveis.

12.2 CARACTERIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE LOGÍSTICA

A AdC recomenda uma caracterização da utilização das infraestruturas de logística existentes no SPN, com detalhe geográfico e por operador.

A ERSE concorda com a recomendação sublinhando que essa caracterização foi realizada no decurso deste estudo, porém, não foi publicada por se tratar de informação sensível do ponto de vista comercial. Refira-se ainda que as estimativas para a transferência de atividade das infraestruturas de logística existentes no SPN para as infraestruturas do projeto resultaram desta análise, correspondendo, no caso particular das quantidades despachadas para a instalação de Aveiras de Cima da CLC através das novas instalações do projeto, das quantidades veiculadas atualmente que não resultam de mobilizações de operadores com instalações fisicamente ligadas ao TGL do Porto de Sines (Galp Energia e, no caso dos gasóleos, a Repsol).

Da mesma forma, as quantidades transferidas das instalações da Gafanha da Nazaré e do Barreiro para as novas instalações em Sines resultaram de uma caracterização detalhada do retalho de combustíveis líquidos com detalhe por distrito e por operador. A caracterização do mercado retalhista de combustíveis líquidos e GPL, detalhada por operador e por distrito, não é publicada por se tratar igualmente de informação sensível do ponto de vista comercial.

A ERSE refere que a penetração prevista para as novas infraestruturas do projeto face às utilizações das infraestruturas atualmente existentes no SPN se manteve constante até 2040, o que, em certa medida, não considerou possíveis alterações estruturais ao nível do mercado grossista e retalhista (nomeadamente entrada de novos grandes operadores ou, em sentido oposto, operações de concentração). Com efeito, um exercício de antecipação desta natureza num contexto de grande contração de procura seria abstrato. As análises de sensibilidade aos CNP, CPA e CDS da AIE permitem, porém, testar a resiliência do projeto.

12.3 COMPONENTE DE ARMAZENAGEM DAS NOVAS INFRAESTRUTURAS

A AdC sugere ainda a possibilidade de se estudar a não realização dos investimentos relativos à componente de armazenagem nas novas infraestruturas do projeto, ou seja, limitar-se o investimento ao troço de oleoduto entre o TGL do Porto de Sines e o oleoduto multiproduto entre Sines e Aveiras de Cima.

A ERSE não considerou esta opção por reconhecer as limitações de natureza técnica que essa solução acarretaria. Com efeito, a armazenagem desempenha duas funções essenciais, designadamente:

- Garante a segurança das operações permitindo que a bombagem de produtos petrolíferos em longas distâncias seja fiável e segura, podendo ser realizada em sistemas convencionais, não exigindo uma grande complexidade operacional ou a necessidade de navios tanque dedicados.
- Garante a interoperabilidade do oleoduto multiproduto entre Sines e Aveiras de Cima face a três pontos de injeção de produto a montante – a refinaria de Sines, a instalação de gásóleo na Repsol Polímeros e as novas infraestruturas do projeto – todas elas ligadas ao Porto de Sines.

O despacho a partir destas infraestruturas deve ser programável e cumprir a sequência de partidas de produtos petrolíferos para o oleoduto multiproduto Sines – Aveiras de Cima, estabelecido pela CLC nas suas normas técnicas.

Assim, a ausência de tancagem intermédia obrigaria a tempos de permanência dos navios no TGL do Porto de Sines até que estejam reunidas as condições para realizar uma partida dos respetivos produtos petrolíferos no oleoduto Sines – Aveiras de Cima. Porém, mesmo admitindo que tecnicamente esse despacho a partir do navio tanque fosse realizável em circunstâncias muito particulares, o impacto nas operações do TGL do Porto de Sines e na imobilização do navio não seria despreciable e teria impactos económicos relevantes, a repercutir nos custos da importação.

Refira-se ainda que, dada a importância da Refinaria de Sines e das instalações da CLC na segurança de aprovisionamento do SPN, as soluções técnicas devem estar alinhadas com as melhores práticas não devendo as novas infraestruturas do projeto representar um risco desproporcionado. Refira-se ainda que o custo da componente de logística na cadeia de valor dos combustíveis derivados do petróleo é pouco significativa quando comparada com as outras atividades, pelo que a opção de prescindir de tancagem intermédia não se deve colocar.

12.4 IMPACTO DO RETALHO

O presente estudo foi precedido de uma análise detalhada do retalho, por operador e com alcance regional (desagregação por distrito). Porém, conforme referido, não foram consideradas alterações estruturais no mercado retalhista, ou seja, não se fizeram previsões sobre como evoluem as cotas de mercado dos atuais operadores, da mesma forma que não se anteciparam a entrada de novos grandes operadores, eventuais operações de concentração ou até o abandono de atividade no SPN motivada pela prevista forte contração do mercado.

Uma das motivações para a realização de um *Open Season* está relacionada com a dificuldade de, neste contexto, serem apontadas estimativas credíveis. Nessa medida, entende-se que devam ser os operadores a estabelecer o seu posicionamento relativamente a este projeto, de acordo com as suas estratégias de medio/longo prazo, tomando parte nos riscos inerentes.

Também é assumido que as novas infraestruturas de logística do projeto não influenciam a evolução da procura no retalho, ou seja, poderão impactar nas posições relativas dos operadores, mas não influenciam o comportamento dos consumidores. Em teoria, poder-se-ia considerar que um aumento de concorrência iria baixar o preço dos combustíveis e GPL nos mercados retalhistas e que tal diminuição iria fomentar a procura, isto é, teríamos um efeito positivo na procura por produtos derivados do petróleo tornando o projeto mais atrativo.

Porém, as metas de sustentabilidade ambiental assumidas pelo Governo no RNC2050, suportadas por um forte compromisso de redução da procura de produtos petrolíferos, tenderão a prevalecer sobre o aumento da concorrência que venha a resultar deste projeto. Os instrumentos fiscais e outras medidas para a descarbonização da economia, como a incorporação de biocombustíveis, deverão sobrepor-se na formulação do preço de venda ao público, sob pena de se estar a avançar numa direção oposta à política energética preconizada no RNC2050.

12.5 APROFUNDAMENTO DO *OPEN SEASON*

A AdC sugere que seja aprofundado o modelo do *Open Season* sugerindo abordagens que promovam a concorrência, tanto ao nível dos promotores do projeto como nos subscritores da capacidade colocada à disposição dos operadores.

Com efeito a AdC sublinhou esta preocupação no seu relatório de *Análise ao Setor dos Combustíveis Líquidos Rodoviários em Portugal Continental*, de maio de 2018, no qual recomenda “o lançamento de um concurso público internacional para a construção de depósitos de importação em Sines ligados ao porto e ao oleoduto da CLC e que nesse concurso público, seja reservada capacidade relevante para (...) operadores sem posição dominante (...) na zona sul do país”.

A ERSE manifesta a mesma preocupação, sob pena de a execução deste projeto não produzir reformas no SPN tanto ao nível do mercado grossista como retalhista. Nessa medida importa acautelar que o mecanismo de *Open Season*, caso venha a ocorrer, leve em linha de conta a posição relativa de cada

operador e que o modelo implementado promova a abertura das importações de produtos derivados do petróleo no SPN.

A ERSE refere que presentemente não existem evidências claras que apontem para o sucesso de um modelo de *Open Season* às infraestruturas do presente projeto, pelo que seria razoável promover uma discussão prévia antes de avançar formalmente para este tipo de mecanismo.

Refira-se ainda que a eventualidade de otimizar as infraestruturas existentes no SPN, em particular as instalações da Galp Energia e da Repsol em Sines, deve ser fundamental. Esta medida promove a racionalidade técnica e económica da logística do SPN e deve ser discutida em simultâneo com a prossecução deste projeto. Deverão ainda ser consideradas outras propostas que considerem alternativas ao Porto de Sines, nomeadamente nos portos de Lisboa e Setúbal.

13 CONCLUSÕES

Apesar do contexto de forte contração relativamente à procura de produtos petrolíferos no SPN, é possível retirar conclusões do estudo custo-benefício do projeto de construção de uma nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos no Porto de Sines e respetiva ligação ao oleoduto existente entre Sines e a instalação de Aveiras de Cima, da Companhia Logística de Combustíveis (CLC), S.A. Apontam-se como principais conclusões as seguintes:

- Obtêm-se custos específicos para a utilização das infraestruturas do projeto, por produto, acima das tarifas mínimas praticadas pela CLC, relativamente às instalações de Aveiras de Cima, e acima dos custos de referência publicados pela ENSE no seu portal para as infraestruturas de logística.

O Quadro 13-1 confronta os custos específicos por produto obtidos para o projeto, considerando um WACC de 5% e a tendência do CNP, com as tarifas da CLC e os custos de referência publicados pela ENSE.

Quadro 13-1 – Custos específicos vs tarifas da CLC vs custos de referência da ENSE

	Preços					
	Projeto			CLC		ENSE
	CE _{min.}	CE _{max.}	CE _{med.}	Tarifa _{min.}	Tarifa _{max.}	
Gasolina IO 95	0,790	0,806	0,798	0,551	0,868	0,562
Gasolina IO 98	2,052	2,622	2,329	0,551	0,868	0,562
Gasóleo	1,008	1,415	1,186	0,551	0,868	0,556
Jet A1	0,672	0,915	0,785	0,551	0,868	---
Combustíveis líquidos	---	---	0,986	---	---	---
Propano	2,572	3,282	2,900	1,720	2,713	1,648
Butano	2,725	3,454	3,078	1,720	2,713	1,648
GPL	---	---	3,024	---	---	---

CE – Custo específico

Propano e butano em cent.₂₀₁₉/kg, gasolinas, gasóleos e Jet A1 em cent.₂₀₁₉/l

No caso do CPA o custo específico médio para os combustíveis líquidos é de 0,873 cent.₂₀₁₉/l e 2,767 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL. O custo específico médio para os combustíveis líquidos é de 1,268cent.₂₀₁₉/l e 3,747 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL, no cenário CDS.

Verifica-se que os custos específicos obtidos, à exceção dos associados à mobilização de gasolina I.O.98, são razoavelmente competitivos. Este dado é particularmente relevante se considerarmos que as instalações existentes no SPN estão quase integralmente amortizadas e, para além disso, no caso da CLC, as instalações de Aveiras de Cima têm rotações elevadas e custos de operação favoráveis.

A competitividade do projeto deve-se ao facto de se ter aplicado um WACC de 5%, substancialmente abaixo da taxa de remuneração dos capitais investidos nas instalações da CLC. Note-se a este propósito que a Norma sobre Metodologia Tarifária da CLC⁸⁷ refere que a “remuneração aplicável ao capital investido (...) é definida trienalmente (...), sendo o seu valor mínimo fixado em 8% para o Triénio”.

- A transferência de atividade das instalações existentes no SPN para as infraestruturas do projeto acarreta benefícios pelos custos evitados relativamente a instalações que perdem a atividade e pela redução dos custos de transporte rodoviário por camião cisterna devido à aproximação entre a logística e o retalho.

Neste caso os benefícios superam os custos, ou seja, a redução das distâncias a percorrer no transporte rodoviário supera os custos específicos das instalações do projeto. Refira-se a este propósito que 100 quilómetros de distância adicional no transporte por camião cisterna representam um acréscimo de aproximadamente 0,89 cêntimos de euro, por litro de combustível, na cadeia de valor. Este valor excede em aproximadamente 60% o custo médio de referência apurado pela ENSE para a logística (descarga + armazenamento), o que demonstra a importância para os operadores do acesso efetivo às instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos a norte, centro e sul.

O Quadro 13-2 apresenta os benefícios subjacentes à aproximação entre a logística e o retalho, os quais confrontados aos custos específicos apresentados no Quadro 13-1 sustentam a conclusão de que, nesta situação, os benefícios superam os custos.

⁸⁷ Ver 83.

Quadro 13-2 – Benefícios subjacentes à aproximação entre a logística e o retalho

Percurso	Redução custos transporte [cent.2019/l]	Custo evitado [cent.2019/l]	Total [cent.2019/l]
Prio Supply, S.A. – CLC	1,91	0,56	2,47
Prio Supply, S.A. – Porto de Sines	3,46	0,56	4,02
Alkion Terminals Lisbon, S.A. – Porto de Sines	1,30	0,56	1,86

Porém as quantidades suscetíveis de gerar estes benefícios são pequenas – correspondem às transferências de atividade das instalações da Prio Supply, S.A., em Gafanha da Nazaré, e da Alkion Terminal Lisbon, S.A., no Barreiro, para a nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines. Apesar de estes benefícios contribuírem positivamente para a avaliação do projeto o seu impacto é pequeno.

- A maior parcela da utilização das infraestruturas do projeto corresponde a quantidades que deixam de ser introduzidas no mercado nacional por intermédio do aparelho refinador nacional, passando a ser importadas através da nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines.

Para estas quantidades o benefício terá que advir dos ganhos nas importações face aos preços ex-refinaria de Sines, ou seja, estes ganhos têm que pagar os custos das novas infraestruturas.

Verificou-se na análise de sensibilidade à função Benefícios – Custos que o parâmetro crítico é efetivamente os benefícios conseguidos com as importações através do TGL e nova instalação de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos do Porto de Sines

Para o CNP, a função Benefícios – Custos fica positiva para ganhos específicos relacionados com as importações na ordem 0,976 cent.2019/l para os combustíveis líquidos (gasolinas, gasóleo e jet A1) e 1,085 cent.2019/kg para os GPL (propano e butano). Estes ganhos específicos são inferiores aos custos específicos médios apresentados no Quadro 13-1, com uma ligeira diferença no caso dos combustíveis líquidos e um diferencial maior no GPL. Este aspeto reflete a perspetiva inicial de que estes ganhos específicos nas importações devem compensar estritamente os custos específicos pela utilização das infraestruturas do projeto, nas quantidades que passam a ser importadas, sendo que a diferença registada entre os ganhos em causa e os custos associados resulta da internalização do efeito positivo da aproximação da logística ao retalho, referida no ponto anterior.

Para o CPA, os valores dos ganhos específicos relacionados com as importações que eliminam os custos totais baixam para os 0,862 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos e para os 0,948 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL. Em sentido oposto, para o CDS, tornam-se necessários ganhos maiores nas importações, designadamente 1,255 cent.₂₀₁₉/l para os combustíveis líquidos e 1,381 cent.₂₀₁₉/kg para os GPL.

Como seria de esperar, verifica-se que o resultado do projeto é tanto melhor quanto maior forem as previsões da procura de produtos petrolíferos no SPN.

O projeto depende muito da possibilidade de se gerarem ganhos nas importações face aos preços do aparelho refinador nacional, sendo que esses ganhos devem ser sustentáveis a medio/longo prazo.

As incertezas quanto à evolução do SPN sugerem a implementação de instrumentos de gestão de risco como os mecanismos de *Open Season* já descritos.

Importa, contudo, ter presente que a Galp Energia e, em parte, a Repsol terão menos apetência a participar num *Open Season* uma vez que têm infraestrutura própria redundante a este projeto. Este aspeto, associado às já referidas incertezas, em particular a dificuldade em apontar benefícios a médio prazo, poderá por em causa o sucesso de um *Open Season*.

Perante esse desfecho, é razoável apontar para outras possíveis medidas, entre as quais o incentivo ao acesso negociado às infraestruturas existentes em Sines, designadamente na Refinaria de Sines e na fábrica da Repsol Polímeros.

O acesso negociado às instalações existentes em Sines deve salvaguardar a continuidade das atividades que aí decorrem, sem a criação de constrangimentos operacionais para os seus operadores, e deve prever uma retribuição justa pelos serviços prestados.

Nessa circunstância, no caso de se obterem preços alinhados com os que presentemente são praticados nas instalações de logística existentes no SPN, para os quais os custos de referência publicados pela ENSE são uma *proxy* bastante confiável, encontrar-se-ia uma posição de equilíbrio no qual haveria ganhos partilhados por todos.

Os preços obtidos por aplicação do regime de acesso negociado seriam inferiores aos custos específicos de uma infraestrutura nova e o risco de custos afundados com a concretização deste projeto seria eliminado. Por outro lado, numa situação de retração da procura de produtos petrolíferos no SPN, os operadores das

infraestruturas existentes em Sines reduzem os riscos eventuais de, no médio prazo, ficarem com instalações ociosas.

Do ponto de vista ambiental, a otimização das infraestruturas existentes, em detrimento de construção de instalações novas, deverá ser uma opção mais sustentável. Conforme se referiu, a realização de investimentos estruturantes no SPN, sem a desclassificação de instalações existentes, é percecionada como uma decisão em contraciclo, desalinhada da estratégia estabelecida no RNC2050.

O Decreto-Lei n.º 31/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe é dada pelo Decreto-Lei n.º 69/2018, de 27 de agosto, já prevê no seu artigo 24.º o acesso negociado às instalações de transporte por conduta e às instalações de armazenamento de petróleo bruto e de produtos de petróleo, declaradas de interesse público.

A ERSE considera que a declaração do interesse público às instalações de armazenagem/expedição de produtos petrolíferos existentes em Sines poderá ser uma solução alternativa a este projeto, desde que salvaguardada a inexistência de constrangimentos operacionais às atividades que presentemente decorrem nessas infraestruturas.

Importa sublinhar que a Refinaria de Sines é, atualmente, a infraestrutura que mais concorre para a garantia da segurança de abastecimento do SPN. Nessa medida, a declaração do interesse público ao seu parque de tanques deve acautelar o funcionamento eficiente da refinaria, bem como deve atender à disponibilidade das reservas de segurança contratualizadas com a ENSE aí mantidas.

ANEXOS

ANEXO A1 – DETERMINAÇÃO DO WACC MÉDIO ATRAVÉS DA ANÁLISE DE *BENCHMARK* A EMPRESAS EM REGIME DE MERCADO COM ATIVIDADE DE TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO DE PRODUTOS DERIVADOS DO PETRÓLEO

Quadro A1.1 – Parâmetros utilizados na definição do custo de capital das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural, adaptado ao caso em estudo

		Valores	
		Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	0,57%	0,57%
Prémio de dívida	B	3,25%	3,25
Custo da dívida antes de imposto	$C=A+B$	3,32%	3,32%
Custo da dívida depois de imposto	$D=C*(1-j)$	2,28%	2,28%
<i>Gearing</i> (Dívida/[Capital próprio+Dívida])	E	Quadro A1.2	Quadro A1.2
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	3,68%	5,00%
Prémio de risco país (<i>rating</i>)	F''	2,16%	2,16%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	$F=F'+F''$	5,84%	7,16%
<i>Beta</i> do capital próprio	G	Quadro A1.2	Quadro A1.2
Custo do capital próprio depois de impostos	$H=A+(F*G)$	3,88%	5,24%
Custo do capital próprio antes de impostos	$I=H/(1-J)$	5,67%	7,65%
Taxa de Imposto	J	31,50%	31,50%
Custo de capital antes de impostos	$K=(C*E)+(I*[1-E])$	4,5%	5,49%
Valor calculado		Quadro A1.2 (6,67%)	

Considerado um prémio de dívida de 3,25%.

Quadro A1.2 – Parâmetros utilizados na análise de *benchmark* a empresas em regime de mercado com atividade de transporte e armazenamento de produtos derivados do petróleo, para determinação do WACC

Empresa	Beta ajustado (G)	Endividamento (E)	WACC
<i>Delek Logistics Partners LP</i>	0,80	49,1%	6,16%
<i>Enterprise Products Partners L.P.</i>	0,82	32,8%	7,04%
<i>Magellan Midstream Partners, L.P.</i>	0,73	23,7%	6,86%
<i>NuStar Energy, L.P.</i>	1,17	66,4%	6,56%
<i>Plains All American Pipeline, L.P.</i>	0,97	43,3%	7,34%
<i>PBF Logistics LP</i>	0,67	47,4%	5,61%
<i>Phillips 66 Partners LP</i>	0,75	32,2%	6,62%
<i>Tallgrass Energy Partners LP</i>	0,88	47,7%	6,62%
<i>Transneft' PAO</i>	0,79	25,2%	7,19%
Máximo	1,17	66,4%	7,34%
Mínimo	0,67	23,7%	5,61%
Média	0,84	40,9%	6,67%

Fonte: Reuters, outubro de 2019.