

CONSULTA PÚBLICA
Nº 66

**IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE
RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS
PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL**

Anexo – Comparação de Metodologias de Preço de Referência



ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	METODOLOGIAS PARA DETERMINAÇÃO DE TARIFAS DE TRANSPORTE	3
2.1	Metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade (proposta da consulta pública)	4
2.2	Metodologia da distância ponderada pela capacidade	8
2.3	Metodologia matricial (modelo anterior revisto)	11
3	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DAS TRÊS METODOLOGIAS.....	17

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Preços de referência indicativos das três metodologias18

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Resumo da metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade (CWD modificada)5

Quadro 2-2 - Detalhe das etapas da metodologia CWD modificada proposta na consulta pública6

Quadro 2-3 - Determinação da matriz de custos7

Quadro 2-4 - Lista de pontos relevantes da rede nacional de transporte de gás natural7

Quadro 2-5 - Determinação dos preços de referência sem equalização e reconciliação final8

Quadro 2-6 - Resumo da metodologia da distância ponderada pela capacidade (CWD)9

Quadro 2-7 - Lista de pontos de entrada e saída da rede nacional de transporte10

Quadro 2-8 - Matriz de distâncias entre pontos de entrada e pontos de saída10

Quadro 2-9 - Determinação dos preços de referência sem equalização e reconciliação final11

Quadro 2-10 - Resumo da metodologia matricial (modelo anterior revisto)13

Quadro 2-11 - Investimentos na rede nacional de transporte de gás natural14

Quadro 2-12 - Anuidades dos investimentos na rede nacional de transporte de gás natural14

Quadro 2-13 - Custos unitários dos vários troços da rede nacional de transporte de gás natural15

Quadro 2-14 - Identificação dos pontos de entrada, dos pontos de saída e dos pontos auxiliares da rede nacional de transporte de gás natural15

Quadro 2-15 - Determinação dos preços de referência sem equalização e reconciliação final16

1 INTRODUÇÃO

Este anexo à consulta pública “Implementação do Código de Rede relativo a Estruturas Tarifárias harmonizadas para o Transporte de Gás Natural” apresenta detalhes sobre as três metodologias para calcular os preços de referência para as tarifas de uso da rede de transporte e apresenta uma breve comparação e discussão dos resultados.

Entre as três metodologias encontra-se (1) o modelo apresentado pela ERSE na consulta pública e proposto ser adotado como a metodologia de preço de referência, (2) o modelo definido no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas e (3) uma revisão do modelo matricial utilizado na determinação das tarifas atualmente em vigor.¹

As três metodologias determinam estruturas tarifárias compatíveis com o modelo ‘entrada-saída’ para o transporte de gás natural, em linha com as disposições da Diretiva n.º 73/2009 e do Regulamento n.º 715/2009 da Comissão Europeia, que requerem a aplicação de tarifas separadas nos pontos de entrada e nos pontos de saída da rede de transporte de gás natural. Tal desenho permite que os agentes de mercado transacionem livremente o gás natural dentro das redes de transporte, fomentando-se a eficiência no mercado.

As metodologias aqui apresentadas destinam-se exclusivamente à determinação dos preços baseados na capacidade das tarifas de uso da rede de transporte. O cálculo dos preços baseados na energia encontra-se descrito no documento principal da consulta pública.

O resto do documento segue a seguinte estrutura: o capítulo 2 apresenta os detalhes das três metodologias referidas e o capítulo 3 compara os preços resultantes das três metodologias e apresenta uma análise das diferenças nos valores obtidos.

¹ Como será explicado na secção 2.3, a revisão deste último modelo resulta da incorporação de dados mais recentes sobre a rede nacional de transporte e da simplificação de alguns aspetos do cálculo tarifário.

2 METODOLOGIAS PARA DETERMINAÇÃO DE TARIFAS DE TRANSPORTE

Este capítulo descreve três metodologias de determinação das tarifas de transporte de gás natural baseadas na capacidade.²

A primeira metodologia, designada por metodologia **modificada da distância ponderada pela capacidade (CWD modificada)**³, corresponde à proposta apresentada na consulta pública como metodologia do preço de referência, no cumprimento do artigo 26.º, n.º 1, alínea a), do Código de Rede de Tarifas. Esta metodologia CWD modificada incorpora um modelo matricial que utiliza as capacidades previstas de gás, as distâncias entre pontos relevantes e os custos unitários de capacidade da rede de transporte como fatores de alocação para definir as tarifas de uso da rede de transporte.

A segunda metodologia, designada por **distância ponderada pela capacidade (CWD)**, encontra-se definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas. Sempre que a metodologia do preço de referência escolhida é diferente da metodologia da distância ponderada pela capacidade do artigo 8.º, o Código de Rede de Tarifas exige que seja realizada uma comparação com a metodologia da distância ponderada pela capacidade.⁴

A terceira metodologia corresponde a uma **atualização da metodologia matricial atualmente em vigor**, a qual foi implementada quando a ERSE introduziu uma abordagem do tipo entrada-saída para cumprir as disposições da Diretiva n.º 73/2009 e do Regulamento n.º 715/2009 da Comissão Europeia.⁵ Nesta metodologia os preços de entrada e de saída da rede de transporte são determinados tendo por base um modelo de fluxo de gás natural ao longo da rede e o correspondente cálculo dos custos de rede dependentes do caminho contratual. Os preços de entrada e de saída da rede de transporte independentes do caminho contratual são determinados através de um modelo de otimização que minimiza as diferenças face aos custos de rede dependentes do fluxo previamente calculados. A decisão para deixar de utilizar esta metodologia mais complexa, e optar pela metodologia descrita na secção 2.1, vai no sentido de responder ao requisito do Código de Rede de Tarifas de escolher uma metodologia que permita aos utilizadores reproduzirem o cálculo dos preços de referência.⁶ Com efeito, a metodologia agora proposta em consulta pública permite aos utilizadores uma melhor compreensão sobre a estrutura tarifária no transporte de gás natural e uma mais fácil reprodução dos cálculos, comparativamente com a metodologia matricial anteriormente utilizada na definição da estrutura tarifária em vigor.

² O preço de energia definido para os pontos de saída da rede nacional de transporte encontra-se definido no documento principal da consulta pública.

³ A sigla 'CWD' representa a abreviação da metodologia da distância ponderada pela capacidade, definida no artigo 8.º do código de rede de tarifas, na terminologia inglesa (CWD – 'capacity weighted distance').

⁴ Ver requerimento do artigo 26.º, n.º 1, alínea vi) do Código de Rede de Tarifas.

⁵ A descrição detalhada da metodologia encontra-se no documento da ERSE intitulado '[Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2010-2011](#)', publicado em junho de 2010.

⁶ Artigo 7.º, alínea a) do Código de Rede de Tarifas.

2.1 METODOLOGIA MODIFICADA DA DISTÂNCIA PONDERADA PELA CAPACIDADE (PROPOSTA DA CONSULTA PÚBLICA)

A metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade (CWD modificada) que é proposta em consulta pública utiliza as capacidades previstas de gás, as distâncias entre pontos de entrada e de saída e os custos unitários de capacidade da rede de transporte como fatores de alocação para definir as tarifas de uso da rede de transporte.

Conjuntamente com o presente documento é disponibilizado um ficheiro Excel com os cálculos efetuados na aplicação desta metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade.

O quadro que se segue resume as principais características da metodologia de preço de referência proposta através desta consulta pública. A metodologia proposta pode ser considerada como um modelo híbrido entre a metodologia atualmente em vigor (matricial) e a metodologia definida no código de rede de tarifas (distância ponderada pela capacidade). Por um lado, adota da metodologia matricial atualmente em vigor a perspectiva de custos unitários dos troços que ligam os pontos de entrada aos pontos de saída da rede de transporte e, por outro lado, introduz simplificações que a aproximam da metodologia definida no código de rede de tarifas o que confere uma maior transparência ao cálculo facilitando a reprodução dos resultados pelos vários interessados.

IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ANEXO – COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Metodologias para determinação de tarifas de transporte

Quadro 2-1 - Resumo da metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade (CWD modificada)

Tipologia	Metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade (CWD modificada)
Fatores de alocação	Distância, capacidade, custo da rede de transporte.
Parâmetros	<ul style="list-style-type: none">• Distância: matriz de distâncias entre pontos de entrada e saída.• Capacidade: capacidades contratadas/utilizadas nos pontos de entrada e saída.• Custo da rede de transporte: CAPEX da RNT.• Divisão de 'entrada-saída'. <p>São ainda utilizados outros parâmetros para a reconciliação com os proveitos permitidos do operador da rede de transporte, designadamente a previsão detalhada da procura, as opções tarifárias aplicáveis nas saídas para consumo doméstico/nacional e os descontos previstos no artigo 9.º.</p>
Etapas	<ol style="list-style-type: none">1. <u>Determinação da matriz de custos</u> – Distribuição dos custos tendo em conta os fatores de alocação.2. <u>Cálculo dos preços de referência (pré-ajustamento)</u> – Cálculo dos preços de referência (pré-ajustamento) de entrada e de saída da RNT determinados a partir da matriz de custos e da divisão de 'entrada-saída' imposta e equalização de preços nas saídas domésticas e no VIP.3. <u>Cálculo dos preços de referência (pós-ajustamento)</u> – Cálculo dos preços de referência finais com aplicação dos descontos do artigo 9.º e garantindo a reconciliação com os proveitos permitidos.
Nota adicional	A metodologia de preço de referência adotada resulta em preços nulos para os pontos cuja utilização não implica custos para o sistema (por exemplo, quando a utilização é predominantemente em contra fluxo).

Para compreender melhor o processo de cálculo desta metodologia apresenta-se no Quadro 2-2 um maior detalhe relativamente às etapas referidas no Quadro 2-1.

IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ANEXO – COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Metodologias para determinação de tarifas de transporte

Quadro 2-2 - Detalhe das etapas da metodologia CWD modificada proposta na consulta pública

1. Matriz de custos	
Matriz de distâncias	km
x Matriz de fluxos	kWh/dia
x Matriz de custos unitários	€ / [(kWh/dia) · km]
= Matriz de custos	€
2. Preços de referência (pré-ajustamento)	
Matriz de custos	€
& Divisão de entrada-saída	%
& Investimento (CAPEX)	€
& Capacidades previstas (por ponto de entrada/saída)	kWh/dia
= Preços de referência (pré-ajustamento)	€ / (kWh/dia) por ano
3. Preços de referência (pós-ajustamento)	
Preços de referência (pré-ajustamento)	€ / (kWh/dia) por ano
& Proveitos permitidos	€
& Estrutura detalhada da procura prevista	kWh/dia
& Divisão de entrada-saída	%
& Fatores de escalamento multiplicativos	constante
= Preços de referência (pós-ajustamento)	€ / (kWh/dia) por ano

Nota: A coluna da direita indica as unidades aplicáveis a cada elemento.

A primeira etapa determina a matriz de custos a partir de outras três matrizes, designadamente a matriz de distâncias, a matriz de fluxos e a matriz de custos de capacidade unitários (custos por unidade de capacidade e distância). A matriz de distâncias apresenta as distâncias entre todos os pontos de entrada e todos os pontos de saída da rede nacional de transporte.⁷ A matriz de fluxos constitui uma distribuição de fluxos de gás a partir dos valores previstos para a capacidade contratada e utilizada nos pontos de entrada e de saída. A matriz de custos unitários identifica o custo unitário de cada troço entre os pontos de entrada e de saída, medido em €/[(kWh/dia)·km]. Atualmente esta matriz de custos unitários apresenta uma estrutura simplificada, uma vez que atribui o mesmo custo unitário padrão para todos os troços exceto aqueles que em que o fluxo de gás não implique novos investimentos na RNT, designadamente nos troços que têm como ponto de saída as interligações com Espanha, o terminal de GNL em Sines e o armazenamento subterrâneo no Carriço.⁸ Aos troços que têm este conjunto de pontos como saída é atribuído um custo de capacidade unitário nulo. Por fim, a matriz de custos resulta da multiplicação célula-a-célula das três matrizes supra mencionadas, produzindo uma distribuição de custos pelos vários percursos possíveis entre os pontos de entrada e de saída. Este cálculo encontra-se ilustrado no Quadro 2-3.

⁷ No caso dos pontos de saída para clientes e operadores das redes de distribuição, como estes foram agrupados num total de sete zonas de saída, as distâncias entre os pontos de entrada e os de pontos saída dizem respeito a pontos de referência das zonas de saída, designadamente os pontos de maior consumo.

⁸ No caso das interligações e do terminal de GNL estes são servidos permanentemente em contra fluxo, permitindo aumentar a disponibilidade para contratar gás no sentido inverso. No caso do armazenamento subterrâneo um maior fluxo de gás implicará em primeiro lugar novos investimentos em ativos que não pertencem à RNT, mas sim ao armazenamento subterrâneo (designadamente investimentos nas instalações de superfície do armazenamento subterrâneo em maior capacidade dos compressores de injeção e extração de gás natural).

IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ANEXO – COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Metodologias para determinação de tarifas de transporte

Quadro 2-3 - Determinação da matriz de custos

Matriz de distâncias	km	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	A	0,0	509,0	481,8	254,3	416,9	434,0	290,2	148,2	477,8	441,0	274,9
B	509,0	0,0	549,5	321,9	484,5	190,7	357,9	371,0	71,7	508,6	334,0	
C	481,8	549,5	0,0	294,7	276,8	474,4	330,7	343,8	518,2	51,1	462,8	
D	254,3	321,9	294,7	0,0	229,7	246,9	36,0	116,2	290,6	253,8	235,2	

X

Matriz de fluxos	kWh/dia	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	A	0	6.132.437	0	10.641.080	25.123.818	30.050.398	26.074.590	12.820.990	1.806.727	11.262.110	1.336.685
B	0	827.431	0	1.435.769	3.389.881	4.054.609	3.518.166	1.729.897	243.776	1.519.563	180.355	
C	0	8.593.033	0	14.910.737	35.204.570	42.107.905	36.536.831	17.965.320	2.531.663	15.780.951	1.873.020	
D	0	3.140.663	0	5.449.717	12.866.899	15.389.995	13.353.826	6.566.135	925.296	5.767.771	684.569	

X

Matriz de custos unitários	€/((kWh/dia)*km)	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	A	0	0	0	0	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
B	0	0	0	0	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	
C	0	0	0	0	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	
D	0	0	0	0	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	

=

Matriz de custos	€	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	A	0	0	0	0	2.485.511	3.095.294	1.796.029	450.931	204.875	1.178.719	87.193
B	0	0	0	0	389.757	183.505	298.786	152.297	4.148	183.424	14.297	
C	0	0	0	0	2.312.665	4.741.126	2.867.106	1.465.664	311.362	191.197	205.717	
D	0	0	0	0	701.401	901.623	114.009	181.050	63.825	347.473	38.214	

Nota: Cada uma das quatro matrizes tem um número de linhas e colunas correspondente ao número de pontos de entrada e pontos de saída, respetivamente. Para o consultar o significado das letras 'A' a 'K' consultar o Quadro 2-4.

O quadro seguinte identifica a lista de pontos relevantes da rede nacional de transporte de gás natural, conjuntamente com a classificação em pontos de entrada e/ou em pontos de saída.

Quadro 2-4 - Lista de pontos relevantes da rede nacional de transporte de gás natural

Nome	Pontos Tipo	Entrada	Saída
Campo Maior	A Interligação	Sim	Sim
Valença do Minho	B Interligação	Sim	Sim
Terminal de Sines	C Terminal GNL	Sim	Sim
Carriço	D Armazenamento	Sim	Sim
Lisboagás, Setgás, Carregado, Ribatejo	E Consumo	Não	Sim
Portgás, Central Outeiro	F Consumo	Não	Sim
Lusitâniagás, Central Lares, Central Figueira da Foz	G Consumo	Não	Sim
Tagusgás, Central Pego	H Consumo	Não	Sim
Portucel	I Consumo	Não	Sim
Refinaria Sines, Portucel	J Consumo	Não	Sim
Beiragás	K Consumo	Não	Sim

A segunda etapa determina preços de referência, na unidade €/((kWh/dia) por ano, para cada uma das entradas (REFen) e saídas (REFex), conforme apresentado no Quadro 2-5. Nesta etapa são determinados preços de referência baseados na distribuição de valores na matriz de custos, no montante de investimento em CAPEX e na divisão de entrada-saída. A título de exemplo, os custos a recuperar no ponto de entrada A corresponde à proporção da soma dos custos presentes na linha A da matriz de custos face à soma de todos os custos da matriz, corrigido para a percentagem de custos a recuperar nos pontos de entrada.

IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ANEXO – COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Metodologias para determinação de tarifas de transporte

Quadro 2-5 - Determinação dos preços de referência sem equalização e reconciliação final

€	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	W.en	CAP Entry	REFen
A	0	0	0	0	2.485.511	3.095.294	1.796.029	450.931	204.875	1.178.719	87.193	15%	142.061.928	0,0758
B	0	0	0	0	389.757	183.505	298.786	152.297	4.148	183.424	14.297	2%	19.167.987	0,0741
C	0	0	0	0	2.312.665	4.741.126	2.867.106	1.465.664	311.362	191.197	205.717	19%	199.063.256	0,0704
D	0	0	0	0	701.401	901.623	114.009	181.050	63.825	347.473	38.214	4%	72.755.519	0,0374
W.ex	0%	0%	0%	0%	14%	21%	12%	5%	1%	5%	1%			
CAP Exit	0	16.184.186	0	28.083.000	66.304.565	79.306.360	68.813.757	33.836.026	4.768.154	29.721.968	3.527.661			
REFex	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1543	0,1955	0,1282	0,1155	0,2129	0,1111	0,1701			

Para concluir a segunda etapa é necessário aplicar aos preços do Quadro 2-5 a equalização de preços no ponto de entrada a partir do VIP, no ponto de saída para o VIP e no ponto de saída para o consumo nacional.⁹ Os preços para estas três situações, na unidade €/(kWh/dia) por ano, são 0,0756, 0,0000 e 0,1515, respetivamente.

Na terceira e última etapa são determinados os preços de referência, após a aplicação dos ajustamentos finais, designadamente os descontos do artigo 9.º e os fatores de escalamento multiplicativos que asseguram a reconciliação das receitas recuperadas pelos preços nas entradas e saídas com os proveitos permitidos, preservando a divisão de entrada-saída aplicada na segunda etapa.

Os descontos aplicados no ponto de entrada a partir do armazenamento e no ponto de saída para o armazenamento são ambos de 95%. Os fatores de escalamento multiplicativos que asseguram a reconciliação de receitas são 2,45 e 1,14 nas entradas e nas saídas, respetivamente.

2.2 METODOLOGIA DA DISTÂNCIA PONDERADA PELA CAPACIDADE

A metodologia da distância ponderada pela capacidade¹⁰ encontra-se definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas. Embora o Código de Rede de Tarifas não obrigue à adoção desta metodologia para determinar os preços de referência para as tarifas de transporte de gás natural, o diploma obriga à utilização do modelo da distância ponderada pela capacidade para efeitos de comparação com a metodologia efetivamente escolhida. Ainda antes deste processo de consulta pública foi apresentado pela ERSE no âmbito da definição das tarifas e preços para o ano-gás 2017-2018 uma primeira aplicação do modelo da distância ponderada pela capacidade à rede de transporte em Portugal¹¹ comparando-se os resultados obtidos com os resultantes do modelo matricial utilizado na definição da estrutura tarifária em vigor.

⁹ O ponto de interligação virtual (VIP) corresponde à

¹⁰ Metodologia 'Capacity weighted distance' na terminologia inglesa.

¹¹ Ver o subcapítulo 5.4 do documento "[Estrutura Tarifária no ano gás 2017-2018](#)", de Junho 2017.

Conjuntamente com o presente documento é disponibilizado um ficheiro Excel com os cálculos efetuados na aplicação desta metodologia da distância ponderada pela capacidade.

Quadro 2-6 - Resumo da metodologia da distância ponderada pela capacidade (CWD)

Tipologia	Distância ponderada pela capacidade (CWD)
Fatores de alocação	Distância, capacidade
Parâmetros	<ul style="list-style-type: none">• Distância: matriz de distâncias entre pontos de entrada e saída.• Capacidade: capacidades contratadas/utilizadas nos pontos de entrada e saída.• Divisão de entrada-saída (50% - 50%) <p>São ainda utilizados outros parâmetros para a reconciliação com os proveitos permitidos do operador da rede de transporte, designadamente a previsão detalhada da procura, as opções tarifárias aplicáveis nas saídas domésticas e os descontos previstos no artigo 9.º.</p>
Etapas	<ol style="list-style-type: none">1. <u>Determinação da Matriz de distâncias</u> – Distâncias entre os pontos de entrada e pontos de saída da rede de transporte.2. <u>Cálculo dos preços de referência (pré-ajustamento)</u> – Cálculo dos preços de entrada e saída da RNT determinados a partir das distâncias ponderadas pelas capacidades e da divisão de entrada-saída, refletindo a equalização de preços nas saídas domésticas e no VIP.3. <u>Cálculo dos preços de referência (pós-ajustamento)</u> – Cálculo dos preços finais com aplicação dos descontos do artigo 9.º, garantindo a reconciliação com os proveitos permitidos.

A partir das capacidades previstas em cada ponto (Quadro 2-7) e da matriz de distâncias entre os pontos relevantes da rede de transporte (Quadro 2-8) são determinadas distâncias médias, que correspondem a distâncias ponderadas pela capacidade.¹²

¹² A título de exemplo: a distância média para um determinado ponto de entrada (saída) é calculada a partir das distâncias para todos os pontos de saída (entrada) ligados a esse ponto, ponderadas pelas capacidades dos vários pontos de saída (entrada).

IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ANEXO – COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Metodologias para determinação de tarifas de transporte

Quadro 2-7 - Lista de pontos de entrada e saída da rede nacional de transporte

Descrição do ponto	Tipo de ponto	Capacidade contratada prevista, em MWh/dia	
		Entrada	Saída
A - Campo Maior	Interligação	142.062	0
B - Valença do Minho	Interligação	19.168	16.184
C - Terminal de Sines	Terminal GNL	199.063	0
D - Carriço	Armazenamento	72.756	28.083
E - Lisboaagás, Setgás, Carregado, Ribatejo	Consumo	-	66.305
F - Portgás, Central Outeiro	Consumo	-	79.306
G - Lusitâniagás, Central Lares, Central Figueira da Foz	Consumo	-	68.814
H - Tagusgás, Central Pego	Consumo	-	33.836
I - Portucel	Consumo	-	4.768
J - Refinaria Sines, Portucel	Consumo	-	29.722
K - Beiragás	Consumo	-	3.528

Nota: Capacidades contratadas previstas foram determinadas a partir dos máximos diários de 2016 e 2017.

Quadro 2-8 - Matriz de distâncias entre pontos de entrada e pontos de saída

		Saídas										
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Entradas	A	0,0	509,0	481,8	254,3	416,9	434,0	290,2	148,2	477,8	441,0	274,9
	B	509,0	0,0	549,5	321,9	484,5	190,7	357,9	371,0	71,7	508,6	334,0
	C	481,8	549,5	0,0	294,7	276,8	474,4	330,7	343,8	518,2	51,1	462,8
	D	254,3	321,9	294,7	0,0	229,7	246,9	36,0	116,2	290,6	253,8	235,2

Nota: As descrições dos pontos 'A' a 'K' encontra-se no Quadro 2-7.

De seguida é determinada a utilização da rede por parte de um determinado ponto a partir do produto da distância média e da capacidade contratada prevista desse mesmo ponto. Por fim, esse indicador de utilização da rede é comparado com os restantes pontos e é determinada a proporção de receitas a recuperar em cada ponto de entrada e em cada ponto de saída, respeitando uma divisão de entrada-saída de 50%-50%.¹³

No quadro seguinte apresentam-se os cálculos efetuados na determinação dos preços de referência em €/kWh/dia por ano, para cada uma das entradas (TARen) e saídas (TARex).

¹³ Isto é, metade dos proveitos devem ser recuperados nos pontos de entrada e a outra metade nos pontos de saída.

IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ANEXO – COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Metodologias para determinação de tarifas de transporte

Quadro 2-9 - Determinação dos preços de referência sem equalização e reconciliação final

km	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	CAP Entry	ADen	Wc,en	TARen
A	0,0	509,0	481,8	254,3	416,9	434,0	290,2	148,2	477,8	441,0	274,9	142.061.928	359	37%	0,0932
B	509,0	0,0	549,5	321,9	484,5	190,7	357,9	371,0	71,7	508,6	334,0	19.167.987	350	5%	0,0908
C	481,8	549,5	0,0	294,7	276,8	474,4	330,7	343,8	518,2	51,1	462,8	199.063.256	342	49%	0,0888
D	254,3	321,9	294,7	0,0	229,7	246,9	36,0	116,2	290,6	253,8	235,2	72.755.519	186	10%	0,0482
CAP Exit	0	16.184.186	0	28.083.000	66.304.565	79.306.360	68.813.757	33.836.026	4.768.154	29.721.968	3.527.661				
ADex	427	496	429	280	324	410	269	243	447	233	357				
Wc,ex	0%	7%	0%	7%	20%	30%	17%	8%	2%	6%	1%				
TARex	0,0000	0,1675	0,0000	0,0947	0,1095	0,1387	0,0909	0,0820	0,1510	0,0788	0,1207				

Para concluir a segunda etapa é necessário aplicar aos preços do Quadro 2-9 a equalização de preços no ponto de entrada a partir do VIP, no ponto de saída para o VIP e no ponto de saída para o consumo nacional.¹⁴ Os preços para estas três situações, na unidade €/kWh/dia) por ano, são 0,0929, 0,0888 e 0,1075, respetivamente.

Na terceira e última etapa são determinados os preços de referência, após a aplicação dos ajustamentos finais, designadamente os descontos do artigo 9.º e os fatores de escalamento multiplicativos que asseguram a reconciliação das receitas recuperadas pelos preços nas entradas e saídas com os proveitos permitidos, preservando a divisão de entrada-saída aplicada na segunda etapa.

Os descontos aplicados no ponto de entrada a partir do armazenamento e no ponto de saída para o armazenamento são ambos de 95%. Os fatores de escalamento multiplicativos que asseguram a reconciliação de receitas são 2,46 e 1,32 nas entradas e nas saídas, respetivamente.

2.3 METODOLOGIA MATRICIAL (MODELO ANTERIOR REVISTO)

As tarifas de transporte em vigor para o ano gás 2018-2019 tiveram por base a metodologia de cálculo que foi introduzida em 2010 e que determinou a estrutura tarifária a aplicar na tarifa de uso da rede de transporte.¹⁵

A adoção deste modelo permitiu na altura alinhar o sistema português com as disposições da Diretiva n.º 73/2009 e do Regulamento n.º 715/2009 da Comissão Europeia, onde ficou prevista a introdução do modelo de 'entrada-saída', por oposição a modelos em que a tarifa de uso da rede de transporte é calculada com base na distância específica entre um ponto de entrada e um ponto de saída e depende do caminho contratual. Encontra-se hoje em dia estabelecido que modelos do tipo 'entrada-saída' desacoplados do modelo contratual são mais eficientes na medida em que aprofundam o mercado de gás natural ao facilitar as trocas de gás natural entre comercializadores dentro do sistema.

¹⁴ O ponto de interligação virtual (VIP) corresponde à

¹⁵ A descrição detalhada da metodologia encontra-se no documento da ERSE intitulado '[Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2010-2011](#)', publicado em junho de 2010.

A metodologia apresentada nesta secção, e que é diferente da metodologia proposta na consulta pública (secção 2.1) constitui uma revisão do modelo matricial apresentado em 2010 em duas dimensões:

1. Atualização dos dados utilizados, incluindo em termos de investimentos e configuração da rede de transporte.
2. Simplificação no cálculo matricial no sentido de não separar os investimentos por tipologia, designadamente em linhas, ramais e GRMS.

Conjuntamente com o presente documento é disponibilizado um ficheiro Excel com os cálculos efetuados na aplicação desta metodologia matricial ora revista.

O quadro seguinte resume as principais características do modelo matricial revisto. Como foi referido, o modelo aqui apresentado inclui uma simplificação do cálculo matricial face ao modelo introduzido em 2010. Anteriormente foi feita uma classificação da rede em troços comuns, utilizados por todos os pontos da rede, e em troços periféricos, utilizados apenas pelos pontos de entrada ou apenas pelos pontos de saída. Na revisão ora efetuada desta metodologia todos os investimentos, designadamente em linhas, ramais e GRMS, são tratados da mesma forma, procedendo-se no entanto a uma diferenciação dos investimentos pelos 8 lotes geográficos da rede de transporte, de forma a refletir que os custos unitários variam em função da zona geográfica.

IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ANEXO – COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Metodologias para determinação de tarifas de transporte

Quadro 2-10 - Resumo da metodologia matricial (modelo anterior revisto)

Tipologia	Matricial
Fatores de alocação	Distância, capacidade, custos
Parâmetros	<ul style="list-style-type: none">• Distância: distâncias entre pontos de entrada e saída.• Capacidade: capacidades contratadas/utilizadas nos pontos de entrada e saída, distribuídas de acordo com um fluxo de procura máxima.• Custos: custos unitários diferenciados por troço de rede, em função dos investimentos realizados e do fluxo de gás em dia de procura máxima. <p>São ainda utilizados outros parâmetros para a reconciliação com os proveitos permitidos do operador da rede de transporte, designadamente a previsão detalhada da procura, as opções tarifárias aplicáveis nas saídas domésticas e os descontos previstos no artigo 9.º.</p>
Etapas	<ol style="list-style-type: none">1. <u>Determinação da Matriz de custos unitários</u> – Determinação da matriz de custos unitários, medidos em €/kWh/dia), para os vários troços que ligam os pontos de entrada aos pontos de saída.2. <u>Algoritmo de minimização</u> – Aplicação de um algoritmo de minimização de erro quadrático para garantir que os custos unitários associados a cada caminho contratual são aderentes em termos médios à soma dos preços das tarifas de entrada e de saída calculados.3. <u>Cálculo dos preços de referência (pré-ajustamento)</u> – Cálculo dos preços antes da aplicação dos ajustamentos finais, mas refletindo já a equalização de preços nas saídas domésticas e no VIP.4. <u>Cálculo dos preços de referência (pós-ajustamento)</u> – Aplicação dos descontos do artigo 9.º e reconciliação com os proveitos permitidos.
Nota adicional	A divisão 'entrada-saída' não constitui um parâmetro exógeno nesta metodologia, mas resulta endogenamente da aplicação de um algoritmo de minimização que determina os preços das tarifas de entrada e saída.

A primeira etapa da metodologia consiste em determinar a matriz de custos unitários, medidos em €/kWh/dia). Para este efeito foram recolhidos os vários investimentos (CAPEX) na rede nacional de transporte, diferenciados pelos 8 lotes, que correspondem a segmentos separados da RNT, Quadro 2-11. A partir destes investimentos, a preços correntes, foram determinadas as anuidades em valor atualizado resultantes destes investimentos assumindo uma vida útil média de 37 anos¹⁶ e uma taxa de desconto de 6,02% em linha com a taxa de remuneração de 2017 do ativo da atividade de transporte, Quadro 2-12.¹⁷

¹⁶ Resulta da taxa de amortização média dos ativos da rede de transporte para os anos de 2014, 2015 e 2016.

¹⁷ Isto é, os investimentos no Quadro 2-11 foram divididos em 37 prestações, a começar em anos distintos, e foi determinado o valor atual destas anuidades no referencial do ano 2018.

IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ANEXO – COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Metodologias para determinação de tarifas de transporte

Quadro 2-11 - Investimentos na rede nacional de transporte de gás natural

Ano	Lote 1	Lote 2	Lote 3	Lote 4	Lote 5	Lote 6	Lote 7	Lote 8
1997	222.914,6	241.677,0	116.878,1	22.491,3	0,2	931,6	0,0	0,0
1998	8.274,3	9.264,9	4.859,3	21.085,8	37,3	820,7	0,0	0,0
1999	810,6	1.701,0	326,2	5.638,7	3.264,7	0,0	0,0	0,0
2000	2.496,0	8.806,0	37,9	756,0	0,0	9,5	225,9	0,0
2001	463,3	788,7	316,3	394,2	2.220,2	173,9	0,0	0,0
2002	2.770,4	1.304,1	776,1	131,5	762,3	2.070,6	0,0	0,0
2003	968,7	1.518,5	680,4	207,9	2.808,7	27.801,5	48.873,4	0,0
2004	2.403,9	1.343,4	305,5	5.786,7	266,5	130,1	1.328,1	0,0
2005	607,9	1.408,8	1.333,7	2.008,1	198,5	398,8	442,5	0,0
2006	585,5	509,2	663,9	295,0	98,6	382,9	206,8	0,0
2007	128,1	72,5	9,6	596,5	14,4	9,5	388,7	0,0
2008	942,5	4.373,3	195,2	17,7	23,9	29,5	2.741,8	0,0
2009	4.885,4	23.321,8	2.157,4	206,7	74,8	256,3	4.411,6	0,0
2010	14.189,2	21.944,4	6.838,6	52,0	671,4	124,6	239,8	0,0
2011	4.558,5	2.518,9	143,5	1.391,0	76,9	167,3	1.363,3	0,0
2012	127,9	2.226,1	67,0	78,7	11,8	0,0	405,2	0,0
2013	277,9	-44,4	2,3	19,2	11,5	13,0	8,7	41.769,9
2014	1.327,8	1.317,2	836,5	57,8	134,4	165,0	1.062,1	0,0
2015	657,9	1.750,2	404,0	351,7	107,9	60,1	371,6	24,4
2016	1.347,9	1.070,2	266,9	306,1	283,8	274,6	219,8	44,0
2017	902,1	824,9	730,6	632,0	656,6	632,0	920,3	632,0
2018	359,8	359,8	359,8	359,8	359,8	359,8	408,6	359,8
2019	856,1	856,1	856,1	856,1	1.126,1	1.126,1	856,1	856,1

Nota: Investimentos em milhares de euros (a preços correntes).

Quadro 2-12 - Anuidades dos investimentos na rede nacional de transporte de gás natural

Linhas+Ramais+GRMS	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Lote 1	51.752	50.626	47.918	45.684	43.175	41.204	39.022	37.177	35.155	33.239	31.368	29.702	28.578	28.496	27.345	25.804	24.364	23.095	21.837	20.700	19.590	18.502	17.506
Lote 2	56.108	54.951	52.182	50.935	48.188	45.677	43.332	41.079	38.951	36.809	34.729	33.290	34.085	34.532	32.829	31.180	29.406	27.849	26.410	24.992	23.632	22.315	21.103
Lote 3	27.135	26.658	25.212	23.787	22.495	21.352	20.251	19.148	18.255	17.309	16.328	15.424	14.797	14.699	13.879	13.098	12.354	11.725	11.092	10.482	9.940	9.400	8.921
Lote 4	5.222	9.542	10.165	9.735	9.255	8.752	8.289	8.711	8.508	8.066	7.685	7.251	6.863	6.479	6.253	5.906	5.572	5.261	4.991	4.731	4.508	4.276	4.088
Lote 5	0	8	682	643	1.015	1.089	1.487	1.443	1.390	1.325	1.251	1.183	1.125	1.134	1.077	1.017	960	917	874	846	846	822	848
Lote 6	216	384	362	343	356	694	5.200	4.925	4.703	4.489	4.235	3.998	3.801	3.598	3.411	3.217	3.036	2.878	2.719	2.586	2.485	2.368	2.306
Lote 7	0	0	0	44	42	39	8.027	7.776	7.399	7.007	6.659	6.616	6.748	6.391	6.168	5.857	5.525	5.302	5.031	4.763	4.558	4.327	4.137
Lote 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.806	3.590	3.388	3.199	3.063	2.913	2.803
TOTAL	140.433	142.169	136.522	131.172	124.524	118.808	125.608	120.259	114.361	108.243	102.255	97.465	95.996	95.329	90.962	86.079	85.024	80.617	76.342	72.298	68.621	64.923	61.711

Adicionalmente, foi estabelecido um cenário de procura máxima, a partir dos valores de capacidade utilizada registados nos anos 2016 e 2017, e que correspondem aos valores máximos diários. Foi igualmente necessário construir um cenário dos fluxos de gás natural para este dia de maior procura.

Tendo o cenário de maior procura e as anuidades associadas aos vários troços da rede nacional de transporte, foi possível determinar o custo unitário, medido em €/kWh/dia, de cada um destes troços. Por fim, e para determinar a matriz de custos unitários para os vários troços da matriz com os pontos de entrada e pontos de saída, somam-se os custos unitários dos troços utilizados para partir de um ponto de entrada em direção a um ponto de saída, Quadro 2-13.

IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ANEXO – COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Metodologias para determinação de tarifas de transporte

Quadro 2-13 - Custos unitários dos vários troços da rede nacional de transporte de gás natural

Lote	Segmento	Anuidade milhares €	Capacidade MWh/day	Custo unitário €/kWh/day	Custos unitários para combinações Entry-Exit, €/kWh/day											
					AF	AG	AH	AK	BF	BI	CE	CG	CJ	DG		
3	Aa	2.404	109.561	0,0219	0,0219	0,0219	0,0219									
5+8	aK	1.921	3.528	0,5445				0,5445								
3	ah	3.555	106.033	0,0335	0,0335	0,0335	0,0335	0,0335								
3	hH	211	33.836	0,0062			0,0062									
3	hc	3.230	72.197	0,0447	0,0447	0,0447		0,0447								
4	Bi	2.324	0	0,0000						0,0000	0,0000					
4	il	914	4.768	0,1916							0,1916					
4+2	if	4.857	4.768	1,0187						1,0187						
2	fF	3.783	79.306	0,0477	0,0477					0,0477						
2	fb	5.067	84.075	0,0603	0,0603											
6+8	bK	4.183	0	0,0000				0,0000								
2	bc	5.100	84.075	0,0607	0,0607			0,0607								
2	DG	2.353	68.814	0,0342		0,0342						0,0342			0,0342	
2	Dc	2.194	0	0,0000		0,0000						0,0000				
7	Cj	2.151	126.751	0,0170							0,0170	0,0170	0,0170			
7	jl	239	29.722	0,0081										0,0081		
7+1	je	7.465	97.029	0,0769							0,0769	0,0769				
1	eE	7.005	66.305	0,1057							0,1057					
1	ec	5.968	30.724	0,1943									0,1943			
Total					0,2688	0,1344	0,0617	0,7053	1,0664	0,1916	0,1996	0,3224	0,0250	0,0342		

Legenda: Consultar o Quadro 2-14 para o significado das letras utilizadas para identificar 'segmentos' e 'combinações Entry-exit'.

Quadro 2-14 - Identificação dos pontos de entrada, dos pontos de saída e dos pontos auxiliares da rede nacional de transporte de gás natural

Pontos de entrada		Lote
A	Campo Maior	3
B	Valença do Minho	4
C	Terminal de Sines	2
D	Carrigo	7
Total		

Pontos de saída		Lote
A	Campo Maior	3
B	Valença do Minho	4
C	Terminal de Sines	2
D	Carrigo	7
E	Lisboagás, Setgás, Carregado, Ribatejo	1
F	Portgás, Central Outeiro	2
G	Lusitaniagás, Central Lares, Central Figueira da Foz	2
H	Tagusgás, Central Pego	3
I	Portucel	4
J	Refinaria Sines, Portucel	7
K	Beiragás	8
Total		

Pontos auxiliares		Lote
a	Bifurcação próxima da entrada A	3+5
b	Bifurcação próxima da entrada B	2+6
d	Cruzamento próximo da entrada D	1+2+3
e	Ponto próximo da saída E	1
f	Ponto próximo da saída F	2
h	Ponto próximo da saída H	3
i	Ponto próximo da saída I	4
j	Ponto próximo da saída J	7
k	Ponto próximo da saída K	8

IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ANEXO – COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Metodologias para determinação de tarifas de transporte

Na segunda etapa, referida no Quadro 2-10, é aplicado um algoritmo de minimização de erro quadrático, em que o erro é a diferença entre a soma da tarifa de entrada e tarifa de saída e o custo unitário associado a esse percurso. O algoritmo de minimização encontra-se definido na expressão seguinte:

$$\min_{\{T_i, T_j\}} \sum_{ij} (T_i + T_j - CU_{i,j})^2 ,$$

em que são determinadas as tarifas T_i e T_j dos pontos de entrada i e dos pontos de saída j , respetivamente, que minimizam a função objetivo, dada pelo somatório dos quadrados das diferenças entre a soma das tarifas de entrada e saída ($T_i + T_j$) e o custo unitário do percurso ($CU_{i,j}$). Outra restrição que deve ser imposta aos resultados é que as tarifas obtidas sejam não-negativas, isto é, que respeitem a seguinte condição: $T_i, T_j \geq 0$.

Uma vez que existem infinitos conjuntos de soluções para este problema de minimização, é escolhida a solução em que as tarifas de entrada T_i e as tarifas de saída T_j representam proporções constantes dos custos unitários médios por ponto de entrada e de saída. Esta abordagem resultou em tarifas de entrada de referência (REFentry tariffs) a representar uma proporção de 16,8% e em tarifas de saída de referência (REFexit tariffs) a representarem um peso de 83,2%. Não obstante esta divisão de entrada-saída ao nível dos preços unitários, a última etapa assegura que a divisão de entrada-saída de 40%-60% ao nível da recuperação dos proveitos é preservada.

Quadro 2-15 - Determinação dos preços de referência sem equalização e reconciliação final

		REFexit tariffs											
		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0415	0,2777	0,1021	0,0128	0,0399	0,0052	0,1467	
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
REFentry tariffs	0,0179	A	0,0179	0,0179	0,0179	0,0179	0,0594	0,2956	0,1200	0,0307	0,0577	0,0231	0,1646
	0,0192	B	0,0192	0,0192	0,0192	0,0192	0,0607	0,2969	0,1213	0,0321	0,0591	0,0244	0,1659
	0,0084	C	0,0084	0,0084	0,0084	0,0084	0,0499	0,2861	0,1105	0,0212	0,0482	0,0136	0,1551
	0,0005	D	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0420	0,2782	0,1026	0,0134	0,0404	0,0057	0,1472

Na quarta e última etapa são determinados os preços de referência, após a aplicação dos ajustamentos finais, designadamente os descontos do artigo 9.º e os fatores de escalamento multiplicativos que asseguram a reconciliação das receitas recuperadas pelos preços nas entradas e saídas com os proveitos permitidos, de forma a atingir uma divisão de entrada-saída de 40%-60% ao nível dos proveitos.

Os descontos aplicados no ponto de entrada a partir do armazenamento e no ponto de saída para o armazenamento são ambos de 95%. Os fatores de escalamento multiplicativos que asseguram a reconciliação de receitas são 12,46 e 1,89 nas entradas e nas saídas, respetivamente.

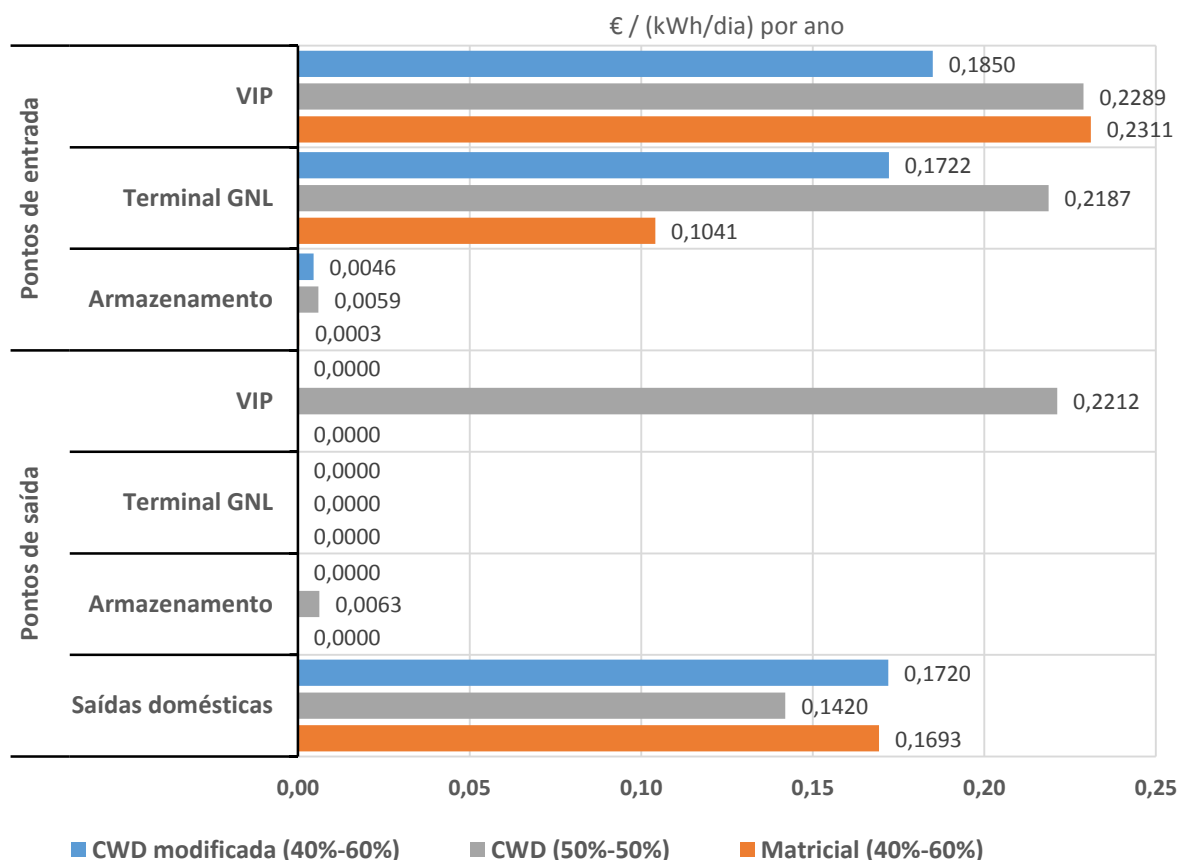
3 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DAS TRÊS METODOLOGIAS

Este capítulo procura analisar sucintamente as diferenças nos resultados das três metodologias descritas anteriormente.

A Figura 3-1 compara os preços de capacidade finais dos pontos de entrada e dos pontos saída que resultam das três metodologias. Estes preços de capacidade incorporam todos os efeitos de equalização de preços, descontos ao abrigo do artigo 9.º do código de rede de tarifas e ajustamentos finais de reconciliação de proveitos. Estes ajustamentos finais integram ainda o efeito dos multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo contratados pelos comercializadores, bem como os efeitos das tarifas de curtas utilizações e flexíveis aplicadas nas saídas para entregas a clientes.

No que respeita aos descontos aplicáveis no quadro do artigo 9.º do código de rede de tarifas, são considerados descontos de 95% apenas no acesso ao armazenamento subterrâneo. Esta opção é justificada pelo facto do armazenamento subterrâneo se tratar de uma infraestrutura estruturante para oferecer flexibilidade ao sistema, em particular aos agentes de mercado, facilitando a entrada no mercado de agentes de menor dimensão e contribuindo para a redução de barreiras à entrada no mercado de gás natural. Importa acrescentar que com a aplicação dos descontos indicados se obtêm preços de entrada e de saída da RNT para o armazenamento subterrâneo em linha com os determinados pela metodologia matricial utilizada no cálculo dos preços que se encontram em vigor até à presente data, sem a consideração de qualquer desconto. Nestas circunstâncias e com base nos resultados da metodologia matricial poderá afirmar-se que a adoção de preços mais reduzidos no ponto de interligação com o armazenamento subterrâneo poderá ser justificada por razões de alocação eficiente de custos.

Figura 3-1 - Preços de referência indicativos das três metodologias



Nota: Metodologia CWD modificada (secção 2.1); metodologia CWD (secção 2.2); metodologia Matricial (secção 2.3).

Quando se compara a metodologia CWD modificada proposta na consulta pública com a metodologia da distância ponderada pela capacidade, salientam-se duas diferenças. Em primeiro lugar, registam-se preços mais elevados nos pontos de entrada na metodologia da distância ponderada pela capacidade. Este resultado decorre diretamente da divisão de ‘entrada-saída’ de 50%-50%, imposta pelo artigo 8.º do código de rede de tarifas. Como na metodologia proposta (CWD modificada) e bem como na metodologia matricial são utilizadas divisões de ‘entrada-saída’ de 40%-60% resultam naturalmente preços mais baixos nos pontos de entrada.¹⁸

Quando se compara a metodologia CWD modificada proposta na consulta pública com a metodologia matricial utilizada para determinar as tarifas atualmente em vigor, existem três observações que merecem ser destacadas. Primeiro, constata-se que os preços nos pontos de saída são semelhantes. Este resultado

¹⁸ Esta divisão de 40%-60% é mais próxima da divisão atualmente em vigor e está em linha com a proporção ‘entrada-saída’ orientada pela afetação dos investimentos em troços de rede centrais às entradas e saídas e em troços periféricos (ramais e GRMS) exclusivamente às saídas. Ver também a justificação no documento de consulta pública, na parte final da secção 3.2.

deriva da consideração de custos nulos para troços servidos em contra fluxo permanente (VIP) ou contrapressão (armazenamento subterrâneo) e da utilização da mesma divisão de 'entrada-saída'.¹⁹ Segundo, em relação aos pontos de entrada, a metodologia CWD modificada proposta na consulta pública apresenta um preço mais baixo no VIP e preços mais elevados no terminal de Sines. A principal razão para esta diferença reside na determinação dos custos unitários em cada troço. No caso da metodologia matricial definida no passado (secção 0), os custos unitários são diretamente influenciados pelo cenário de fluxo adotado. Nesse cenário de fluxo assume-se implicitamente que a maioria das zonas de saída são servidas apenas por um ponto de entrada na sua proximidade.²⁰

Por último, importa relevar que se verificam preços de saída não nulos e significativos no VIP e no armazenamento subterrâneo quando se utiliza a metodologia definida no código de rede de tarifas (CWD da secção 2.2), apesar de estes pontos de saída serem utilizados exclusivamente em contra fluxo (VIP) ou em contrapressão (armazenamento). A contratação de capacidade em sentido oposto ao fluxo unidirecional no VIP contribui para a libertação de capacidade em fluxo não gerando qualquer necessidade de investimento e consequentemente apresentando um custo incremental de capacidade nulo. De igual modo a contratação de capacidade da rede de transporte para o armazenamento subterrâneo em contrapressão é condicionada pela capacidade dos compressores do armazenamento subterrâneo (restrição ativa) e não pela capacidade de saída da RNT. Aliás sendo esta última de valor muito superior à capacidade dos compressores, justifica-se assim a adoção de um custo incremental de capacidade nulo na saída da RNT. A metodologia da distância ponderada pela capacidade, ao ignorar o conceito de custo incremental relacionado com a necessidade ou não de novos investimentos, conceito incorporado nas metodologias CWD modificada e na metodologia matricial, aplica nas saídas da rede de transporte para o VIP e para o armazenamento subterrâneo preços indevidamente altos, geradores de ineficiência na utilização da rede de transporte. Nas duas metodologias – CWD modificada e Matricial - a contratação de capacidade nas saídas para o VIP ou para o armazenamento subterrâneo apresenta preços nulos na medida em que o custo incremental de capacidade associado a essa contratação é também nulo. Desta forma assegura-se uma alocação eficiente de custos da rede de transporte e consequentemente uma utilização eficiente da rede de transporte e demais infraestruturas.

¹⁹ O preço aplicável nas saídas domésticas não é idêntico devido ao facto de os preços existentes antes do escalamento para reconciliar as tarifas para o nível de proveitos permitidos serem diferentes. Uma vez que os preços baseados na energia são escalados de forma multiplicativa conjuntamente com os preços baseados na capacidade no processo de reconciliação de proveitos, os preços finais de energia, em €/kWh, compensam a diferença dos preços de capacidade entre estas duas metodologias.

²⁰ No caso do armazenamento subterrâneo, que se encontra localizado na parte central da rede, o cenário de fluxo resulta numa utilização limitada da rede de transporte. No caso do VIP, nomeadamente através da interligação em Campo Maior, o cenário de fluxo apresenta uma grande área de abrangência e consequentemente obriga a uma utilização profunda da rede de transporte.

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

