TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

Junho 2022

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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

0 SUMÁRIO EXECUTIVO 1
0.1 Contextos legais e regulamentares 2
0.2 Variações tarifárias 4
0.3 Proveitos permitidos e proveitos a recuperar no setor do gás 10
1 INTRODUÇÃO 17
2 PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS 19
2.1 Determinantes da evolução dos proveitos permitidos 19
2.2 Atividades reguladas 41
2.3 Proveitos para cada atividade 45
2.3.1 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL 46
2.3.2 Armazenamento Subterrâneo de gás 48
2.3.3 Operação Logística de Mudança de Comercializador 50
2.3.4 Gestão Técnica Global do SNG 51
2.3.5 Transporte de gás 53
2.3.6 Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte 54
2.3.7 Distribuição de gás 54
2.3.8 Compra e Venda de gás 60
2.3.8.1 Comercializador de último recurso grossista 61
2.3.9 Parâmetros para a definição das tarifas 69
2.4 Compensação e transferências entre entidades reguladas 76
2.4.1 Compensações entre operadores da rede de distribuição 76
2.4.2 Transferência dos Comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição 78
2.4.3 Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição 79
2.4.3.1 Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP 79
2.4.3.2 Financiamento da tarifa social 79
2.4.4 Compensações e transferências dos Comercializadores 85
2.4.5 Transferência entre o operador de terminal de GNL e o operador da rede de transporte 91
2.4.6 Transferência entre o operador de armazenamento subterrâneo e o operador da rede de transporte 92
3 TARIFAS DE GÁS A VIGORAREM EM 2022-2023 95

3.1 Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito 101

3.1.1 Preços do serviço de Receção de GNL 101

3.1.2 Preços do serviço de Armazenamento de GNL 102

3.1.3 Preços do serviço de Regaseificação de GNL 103

3.1.4 Preços dos Serviços Agregados 105

3.1.5 Preço de Trocas Reguladas de GNL 105

3.2 Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo 107

3.3 Tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador 108

3.4 Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás 109

3.4.1 Tarifa de Operação Logística de mudança de Comercializador 109

3.4.2 Tarifa de Uso Global do Sistema 109

3.4.3 Tarifa de Uso da Rede de Transporte 112

3.4.3.1 Preços dos produtos de capacidade firme 113

3.4.3.2 Preços dos produtos de capacidade interruptível 116

3.4.3.3 Preços para produtores, clientes e operadores das redes de distribuição 118

3.4.3.4 Preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito 120

3.5 Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás 121

3.5.1 Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador 121

3.5.2 Tarifa de Uso Global do Sistema 121

3.5.3 Tarifa de Uso da Rede de Transporte 124

3.5.4 Tarifas de Uso das Redes de Distribuição 125

3.5.4.1 Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP 126

3.5.4.2 Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP > 127

3.5.4.3 Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP < 128

3.6 Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso 129

3.6.1 Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas 129

3.6.2 Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m^3 130

3.6.3 Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m^3 130

3.6.4 Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m^3 131

3.6.5 Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m^3 131

3.7 Tarifas de Acesso às Redes 132

3.7.1 Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte 132

3.7.2 Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição 133

3.7.3 Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes) 137
3.8 Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais 138
3.8.1 Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3 140
3.8.2 Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m^3 141
3.9 Tarifas a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo 142
3.9.1 Tarifa de Energia a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo 143
3.9.2 Tarifa de Comercialização a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo 143
3.9.3 Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo 143
3.9.4 Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo 144
3.10 Tarifa Social 147
3.10.1 Tarifa Social de Acesso às Redes 149
3.10.2 Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso 150
4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2022-2023 151
4.1 Enquadramento regulamentar 151
4.2 Propostas apresentadas pelas empresas 151
4.3 Preços a vigorar no ano gás 2022-2023 152
4.3.1 Análise das propostas apresentadas pelas empresas 152
4.3.2 Quantia mínima a pagar em caso de mora 155
4.3.3 Preço de leitura extraordinária 155
4.3.4 Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás 156
4.3.5 Encargos com a rede a construir 157
4.3.6 Fatores a considerar para o cálculo do sobrecusto de veiculação de gás para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m^3 (n) 157
4.3.7 Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás 158
5 CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CISTERNA 161
6 ANÁLISE DE IMPACTES 167
6.1 Receitas a recuperar nas tarifas do setor do gás 168
6.2 Tarifas por atividade 171

6.3 Tarifas de Acesso às Redes 175

6.3.1 Evolução do preço médio 175

6.3.2 Estrutura do preço médio 179

6.4 Preço médio de referência de venda a clientes finais 181

6.4.1 Evolução do preço médio 181

6.4.2 Estrutura do preço médio 186

6.4.3 Evolução do preço médio em BP< 187

6.5 Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP< 189

6.5.1 Evolução do preço médio 189

6.5.2 Estrutura do preço médio 190

6.6 Ofertas do mercado liberalizado em BP< 191

ANEXOS 199

ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES 201

ANEXO II SIGLAS 207

ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES 213

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano 6

Quadro 0-2 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes 7

Quadro 0-3 - Impacte médio das tarifas de Acesso às Redes nos preços do Mercado Livre 8

Quadro 0-4 - Variação tarifária das tarifas por atividade 9

Quadro 0-5 - Variação tarifária da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano 9

Quadro 0-6 - Variação tarifária da tarifa de Comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano 10

Quadro 0-7 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2022-2023 por atividade 12

Quadro 0-8 - Proveitos permitidos para o ano gás 2022-2023 por atividade 13

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB 21

Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas 22

Quadro 2-3 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás 26

Quadro 2-4 - Balanço de energia do setor do gás para o ano gás 2022-2023 29

Quadro 2-5 - Taxas e *spreads* aplicados no cálculo dos proveitos permitidos 30

Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas....31

Quadro 2-7 – Taxas de remuneração dos ativos regulados....31

Quadro 2-8 - Transferências para a parcela I da UGS....35

Quadro 2-9 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023....37

Quadro 2-10 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023....37

Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023....37

Quadro 2-12 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023....38

Quadro 2-13 - Efeito da reavaliação sucessiva e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos "Impacte global nos proveitos permitidos e tarifas" Primeiro cenário - Efeito das reavaliações sucessivas e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos....41

Quadro 2-14 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás....42

Quadro 2-15 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL....47

Quadro 2-16 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL....48

Quadro 2-17 - Proveitos da REN Armazenagem....49

Quadro 2-18 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Armazenamento Subterrâneo....50

Quadro 2-19 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador....51

Quadro 2-20 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG....52

Quadro 2-21 - Proveitos da atividade de Transporte de gás....53

Quadro 2-22 - Proveitos de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte....54

Quadro 2-23 - Variação anual dos proveitos dos operadores da atividade de Distribuição de gás....56

Quadro 2-24 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás....60

Quadro 2-25 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso....62

Quadro 2-26 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás de Comercializador de Último Recurso retalhista....64

Quadro 2-27 - Proveitos da função de Comercialização de gás do Comercializador de último recurso retalhista....67

Quadro 2-28 - Parâmetros a vigorar em 2022-2023....69

Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2022-2023....73

Quadro 2-30 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2022-2023....73

Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador a vigorar no ano gás 2022-2023....73

Quadro 2-32 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do SNG a vigorar no ano gás 2022-2023....74

Quadro 2-33 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás a vigorar no ano gás 2022-2023....74

Quadro 2-34 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2022-2023....75

Quadro 2-35 - Parâmetros do Comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2022-2023....76

Quadro 2-36 - Compensação entre os ORD no ano gás 2022-2023....77

Quadro 2-37 - Compensação entre os ORD no ano gás 2022-2023....77

Quadro 2-38 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2022-2023....78

Quadro 2-39 - Transferências do sobreproveito....79

Quadro 2-40 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2022-2023....79

Quadro 2-41 - Descontos previstos para o ano gás 2022-2023, no âmbito da tarifa social....80

Quadro 2-42 - Repartição do financiamento do desconto decorrente da aplicação da tarifa social pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado, previstos para o ano gás 2022-2023....81

Quadro 2-43 – Financiamento, por agente, do ajustamento do desconto concedido por aplicação da tarifa social para 2020....82

Quadro 2-44 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2020....83

Quadro 2-45 – Financiamento, por agente, do ajustamento do desconto concedido por aplicação da tarifa social para 2021....84

Quadro 2-46 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2021....85

Quadro 2-47 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2022-2023...86

Quadro 2-48 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II....87

Quadro 2-49 - Transferências relativas à UGS I....88

Quadro 2-50 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR....88

Quadro 2-51 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG....89

Quadro 2-52 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem....90

Quadro 2-53 - Montantes dos créditos de clientes deduzidos na parcela II da UGS....91

Quadro 2-54 - Transferências entre o operador de terminal de GNL e o operador da rede de transporte....92

Quadro 2-55 - Transferências entre o operador de armazenamento subterrâneo e operador da rede de transporte....93

Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas....96

Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de Receção de GNL....102

Quadro 3-3 - Preço da capacidade contratada de armazenamento do serviço de Armazenamento de GNL....102

Quadro 3-4 - Fatores multiplicativos do serviço de Armazenamento de GNL 102

Quadro 3-5 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade firme, aplicável às entregas à RNTG 103

Quadro 3-6 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade interruptivel, aplicável às entregas à RNTG 103

Quadro 3-7 - Preço de energia do serviço de Regaseificação de GNL 104

Quadro 3-8 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de Regaseificação de GNL 104

Quadro 3-9 - Preços do serviço carregamento de GNL aplicável às entregas a cisternas 104

Quadro 3-10 - Preços dos serviços agregados 105

Quadro 3-11 - Preço das trocas reguladas de GNL 106

Quadro 3-12 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo 107

Quadro 3-13 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo 108

Quadro 3-14 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador 108

Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador 109

Quadro 3-16 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema 110

Quadro 3-17 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema 111

Quadro 3-18 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema 111

Quadro 3-19 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema 112

Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de entrada 114

Quadro 3-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de saída 115

Quadro 3-22 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de interface com a rede de transporte 116

Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos pontos de entrada da rede de transporte 117

Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos pontos de saída da rede de transporte 118

Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de entrada (produtores de gás) 119

Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de saída (redes de distribuição, clientes em AP e instalações abastecidas por UAG) 119

Quadro 3-27 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador 121

Quadro 3-28 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição 122

Quadro 3-29 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição 123

Quadro 3-30 - Preços da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição 124

Quadro 3-31 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição 125

Quadro 3-32 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP ...126

Quadro 3-33 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....126

Quadro 3-34 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....127

Quadro 3-35 - Preços da tarifa de URD em BP >.....127

Quadro 3-36 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....128

Quadro 3-37 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....128

Quadro 3-38 - Preços da tarifa de URD em BP <.....128

Quadro 3-39 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas 129

Quadro 3-40 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m^3 130

Quadro 3-41 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m^3.....131

Quadro 3-42 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m^3 131

Quadro 3-43 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m^3.....132

Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário 132

Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a clientes em AP.....132

Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição.....133

Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão 133

Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....134

Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) 134

Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m^3 por ano 134

Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m^3 por ano (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) 135

Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m^3 por ano (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) 135

Quadro 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3 por ano 135

Quadro 3-54 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) 138

Quadro 3-55 - Fatores de agravamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2022 140

Quadro 3-56 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais entre 1 de julho e 1 de outubro de 2022 140

Quadro 3-57 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m^3 141

Quadro 3-58 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m^3.....142

Quadro 3-59 - Tarifa de Energia a aplicar pelos CURr no âmbito do fornecimento supletivo 143

Quadro 3-60 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos produtores em regime ordinário, no âmbito do fornecimento supletivo.....144

Quadro 3-61 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Alta Pressão, no âmbito do fornecimento supletivo.....145

Quadro 3-62 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Média Pressão, no âmbito do fornecimento supletivo 145

Quadro 3-63 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Média Pressão (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão), no âmbito do fornecimento supletivo ...145

Quadro 3-64 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar CURr, aos clientes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal), no âmbito do fornecimento supletivo.....146

Quadro 3-65 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Baixa Pressão>, no âmbito do fornecimento supletivo.....146

Quadro 3-66 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Baixa Pressão> (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão), no âmbito do fornecimento supletivo ...146

Quadro 3-67 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar CURr, aos clientes em Baixa Pressão> (opção flexível com contratação exclusivamente mensal), no âmbito do fornecimento supletivo.....147

Quadro 3-68 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás 149

Quadro 3-69 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes.....149

Quadro 3-70 - Desconto da tarifa social 150

Quadro 3-71 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais 150

Quadro 4-1 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m^3 (n)) (ano gás 2022-2023).....155

Quadro 4-2 - Preço para o serviço de leitura extraordinária (ano gás 2022-2023).....155

Quadro 4-3 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás (ano gás 2022-2023) 156

Quadro 4-4 - Encargos com a rede a construir (instalações com consumo anual até 10 000 m^3 (n), dentro da área de influência da rede de distribuição) (ano gás 2022-2023) 157

Quadro 4-5 - Valores de referência (ano gás 2022-2023).....159

Quadro 4-6 – Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência (ano gás 2022-2023).....160

Quadro 6-1 - Receitas do setor a recuperar nas tarifas reguladas no ano gás 2022-2023 169

Quadro 6-2 - Receitas do ORT a recuperar nas tarifas reguladas no ano gás 2022-2023.....171

Quadro 6-3 - Consumidores tipo do simulador de preços de energia da ERSE 192

Quadro 6-4- Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo 192

Quadro 6-5 - Fatura anual no ano gás 2022-2023 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes 194

Quadro 6-6 - Fatura anual no ano gás 2022-2023 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia.....196

Quadro 6-7 - Decomposição do impacte médio na fatura total das ofertas do mercado liberalizado .197

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano 6

Figura 0-2 - Evolução das variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes.....8

Figura 0-3 - Réditos do setor do gás 11

Figura 2-1 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses 24

Figura 2-2 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent.....25

Figura 5-1 – Caracterização de quantidade de UAG e cisternas 162

Figura 5-2 – Custo unitário aceite e tarifa a suportar pelos operadores 163

Figura 6-1 - Explicitação da variação tarifária 168

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão.....172

Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio das componentes de entrada e de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte 173

Figura 6-4 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador 174

Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.....174

Figura 6-6 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de energia e de comercialização aplicáveis a fornecimentos anuais ≤ 10 000 m^3.....175

Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente 176

Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores 177

Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão 177

Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão 178

Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m^3.....178

Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m^3 179

Figura 6-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes 180

Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes 180

Figura 6-15 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais 182

Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás, no ano gás 2022-2023 182

Figura 6-17 - Estrutura das receitas do setor do gás, por nível de pressão, no ano gás 2022-2023 183

Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Eletroprodutores 184

Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP .184

Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP 185

Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP> 185

Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP< 186

Figura 6-23 - Estrutura do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais 187

Figura 6-24 - Evolução do preço de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2022).....188

Figura 6-25 - Evolução das componentes dos preços de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2022).....189

Figura 6-26 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 190

Figura 6-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 191

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás a vigorarem no ano gás 2022-2023, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu, a 31 de março de 2022, à apreciação do Conselho Tarifário e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2022-2023". O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer em 29 de abril.

O parecer do Conselho Tarifário foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários recebidos, para a elaboração da decisão final sobre tarifas e preços regulados para o ano gás 2022-2023.

O presente documento justifica os pressupostos e as decisões que estão na base da definição para o ano gás 2022-2023 das tarifas e preços de gás, dos proveitos permitidos associados às atividades reguladas e dos preços dos serviços regulados, tendo por base os parâmetros definidos para o período de regulação 2020-2023. Este documento é complementado por um conjunto de documentos que justificam os pressupostos e as decisões adotadas e que fazem parte integrante das tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023, que vigoram entre 1 de outubro de 2022 e 30 de setembro de 2023 [1].

O cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas para o ano gás 2022-2023 é efetuado num contexto de incerteza, em que a escassez de oferta face à procura de matérias-primas e de energia conduziu a um acréscimo dos preços das matérias-primas e da energia, comprometendo a retoma económica pós pandemia COVID-19. A guerra na Ucrânia vem agravar a subida dos preços da energia, aumentando os receios de um cenário de menor crescimento económico e de maior inflação, o que condiciona a procura do setor do gás.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, antecipou a progressiva descarbonização do setor do gás, através da incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no Sistema Nacional de Gás (SNG), embora, numa primeira fase, se perspetive manter uma elevada concentração de gás natural (de origem não renovável) a circular nas redes. Neste contexto, o presente exercício tarifário, à semelhança do exercício tarifário anterior, utiliza genericamente a designação "gás" para o combustível circulante nas infraestruturas e redes reguladas, sendo certo que em referências ao passado corresponde

[1] O atual período de vigência de aplicação das tarifas é coincidente com o ano de atribuição de capacidade: das 05h00 UTC (sigla inglesa para "Universal Time Coordinated" – tempo universal coordenado) de 1 de outubro de 2021 às 05h00 UTC de 1 de outubro de 2022, nos termos do Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março de 2017.

exclusivamente a "gás natural", enquanto para referências ao futuro corresponde ao gás veiculado que poderá incorporar gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023 são:

1. Tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023;
2. Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás;
3. Caracterização da procura de gás no ano gás 2022-2023;
4. Estrutura tarifária no ano gás 2022-2023.

0.1 CONTEXTOS LEGAIS E REGULAMENTARES

O presente exercício tarifário já considera o regime legal do Sistema Nacional de Gás, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 62/2020 que introduziu, entre outras alterações, uma nova atividade no setor do gás, tendo determinado a revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do gás (RT), que se concretizou através da Consulta Pública n.º 96. Destacam-se as novas funções atribuídas às entidades reguladas, bem como a adaptação das regras de aplicação tarifária devidas pela injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono nas redes de transporte e distribuição de gás. Recentemente, foram publicados outros normativos igualmente relevantes para a concretização do quadro legal associado à injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, nas redes do SNG, designadamente o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás, aprovado através do Despacho n.º 806-C/2022, de 19 de janeiro, que aprova, entre outras alterações, a quota máxima de incorporação de outros gases na Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG).

Também a Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e aprova as medidas que determinam a constituição de uma reserva adicional no SNG, cumpre com o disposto no n.º 1 do artigo 97.º do Decreto-Lei n.º 62/2020. De salientar que esta revisão das quantidades mínimas, visou dar resposta à evolução dos mercados de energia e o papel reforçado das centrais termoelétricas a gás natural no abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) em resultado da desclassificação das centrais termoelétricas a carvão.

A referida Portaria não considera, ainda, as Comunicações da Comissão Europeia ao Parlamento Europeu, ao Conselho Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, de 8

de março [2] e de 23 de março de 2022 [3], nem o Plano RePowerEU formalizado a 18 de maio [4]. A primeira Comunicação, relativa a uma ação conjunta europeia para uma energia mais segura e mais sustentável a preços mais acessíveis (REPowerEU) estabeleceu as bases de discussão para uma atuação extraordinária no contexto do mercado de energia europeu, de modo a assegurar o acesso sustentável e economicamente equilibrado à energia, concretizada na comunicação da Comissão de 18 de maio de 2022. Na comunicação de 23 de março, tendo por objetivo a redução da dependência energética da União Europeia da Rússia, na sequência da guerra com a Ucrânia, e o controlo da volatilidade dos preços de gás natural, é solicitado aos Estados-Membros que aumentem as suas reservas de gás natural até 90% da capacidade das infraestruturas de armazenamento até 1 de novembro de cada ano, solicitando ainda que os Estados-Membros cumpram os objetivos antecipadamente à aprovação das alterações ao Regulamento (UE) 2017/1938, que estabelece as medidas de salvaguarda da segurança de abastecimento.

Ainda no decurso do ano gás 2020-2021, a ERSE aprovou medidas excecionais no âmbito do SEN e do SNG, visando criar ferramentas de cobertura dos riscos de preço e de aprovisionamento para evitar o risco de desestruturação do funcionamento dos setores elétrico e do gás natural e prováveis retrações na pluralidade empresarial dos mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural, tendo para o efeito aprovado o Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, que prevê medidas extraordinárias com o objetivo de mitigar o impacte dos preços máximos históricos registados no mercado grossista ibérico de eletricidade e de gás. Ao abrigo do referido Regulamento está prevista a possibilidade de se ativar o fornecimento supletivo preventivo, que permite a ativação de fornecimento supletivo aos clientes finais pelos comercializadores de último recurso antes de se consumarem os riscos sistémicos que decorrem da insolvência dos comercializadores originais no fornecimento a esses mesmos clientes. A aplicação desta medida foi prorrogada até 30 de junho de 2022.

Por último, de referir ainda, que atendendo ao contexto geopolítico na Europa, com a guerra na Ucrânia, a Comissão Europeia, a 24 de março de 2022, emitiu a Comunicação 2022/C 131 I/01, adotando um «Quadro temporário de crise relativo a medidas de auxílio estatal em apoio da economia na sequência da agressão da Ucrânia pela Rússia», no qual são previstas medidas para garantir a liquidez e o acesso ao financiamento por parte das empresas, em especial das pequenas e médias empresas que enfrentam desafios económicos em razão da atual crise. Neste contexto, está em vigor o Decreto-Lei n-º 30-B/2022, de 18 de abril, e

[2] COM (2022) 108 final
[3] COM (2022) 138 final
[4] COM (2022) 230 final

respetiva regulamentação que cria um incentivo a fundo perdido para apoiar as indústrias intensivas em gás.

0.2 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas de gás a vigorarem no ano gás 2022-2023, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito;
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo;
- Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador;
- Tarifa de Uso Global do Sistema;
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte;
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em média pressão e baixa pressão;
- Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás do comercializador de último recurso grossista para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Tarifa de Comercialização;
- Tarifa de Acesso às Redes;
- Tarifa Social de Acesso às Redes;
- Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, no âmbito do fornecimento supletivo;
- Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.

TARIFAS TRANSITÓRIAS E TARIFAS SOCIAIS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, que estabeleceu o procedimento aplicável à extinção das

tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para a extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m^3 é 31 de dezembro de 2022.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, na redação atual, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás a estes clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m^3 vigoram até 31 de dezembro de 2025.

As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em Alta Pressão e Média Pressão encontram-se extintas, desde julho de 2012 e outubro de 2020, respetivamente. As tarifas transitórias aplicáveis aos clientes em Baixa Pressão e com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m^3 apenas se aplicam até 31 de dezembro de 2022, data a partir da qual se extinguem.

Em março de 2022, através da Diretiva n.º 9/2022, de 11 de abril, a ERSE aprovou uma atualização da tarifa de Energia do ano gás 2021-2022, a repercutir em todos os preços de energia da tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e das tarifas a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo. Estas tarifas entraram em vigor no dia 1 de abril de 2022.

Em simultâneo com a presente decisão tarifária, através da Diretiva ERSE n.º 9/2022, de 1 de junho (que aguarda publicação em Diário da República), a ERSE aprova uma segunda atualização da tarifa de Energia do ano gás 2021-2022, com efeito nas tarifas anteriormente referidas. A segunda atualização entra em vigor no dia 1 de julho de 2022.

A variação das tarifas transitórias para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2022, corresponde a um acréscimo de 8,2%, face aos valores médios do ano gás 2021-2022 (incorporando as duas atualizações da tarifa de Energia durante o ano gás 2021-2022, acima referidas).

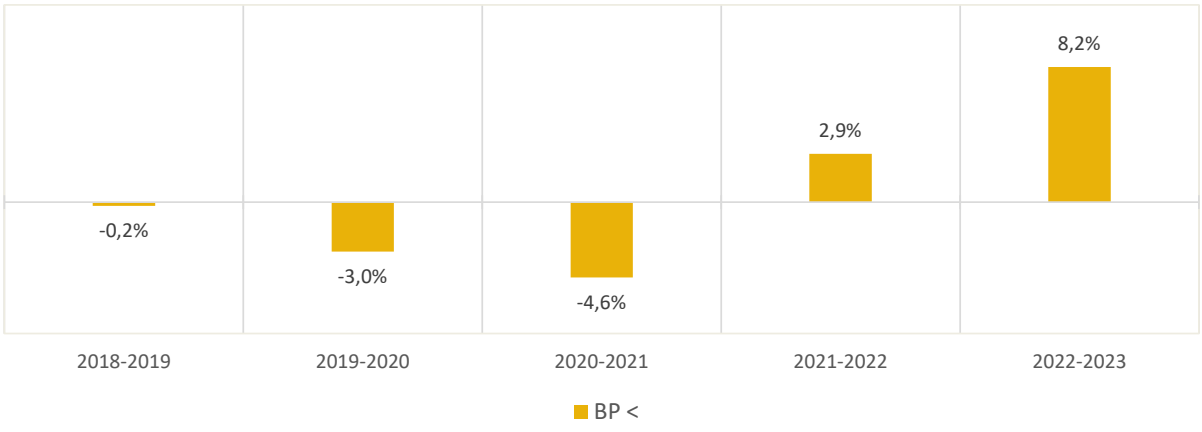
A variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3, entre setembro e outubro de 2022, corresponde a um acréscimo de 3,9%.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação anual 2022-2023 / 2021-2022	Variação Out 2022 / Set 2022
Consumo ≤ 10 000 m^3/ano	8,2%	3,9%

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para estes consumidores desde o ano gás 2018-2019 até ao ano gás 2022-2023.

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano



As tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, a vigorar no mesmo período, integram o desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, nos termos

previstos pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, e do Despacho n.º 4049/2022, de 7 de abril, que define o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural.

Ao abrigo da legislação específica, podem beneficiar da tarifa social os consumidores que sejam beneficiários do rendimento social de inserção, do complemento solidário para idosos, do subsídio de desemprego, do primeiro escalão do abono de família ou da pensão social de invalidez.

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Em regime de mercado os preços de venda a clientes finais são negociados entre as partes, integrando as tarifas de Acesso às Redes aprovadas pela ERSE e os preços de energia negociados entre os clientes e os comercializadores.

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, com a operação logística de mudança de comercializador e com a gestão global do sistema.

A variação das tarifas de Acesso às Redes, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2022, consta do quadro seguinte, com um decréscimo de -48,6% para os fornecimentos em AP e um decréscimo de -1,6% para os fornecimentos em MP e BP>. Para os fornecimentos em Baixa Pressão com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m^3 as tarifas de Acesso às Redes apresentam um acréscimo de 2,8%.

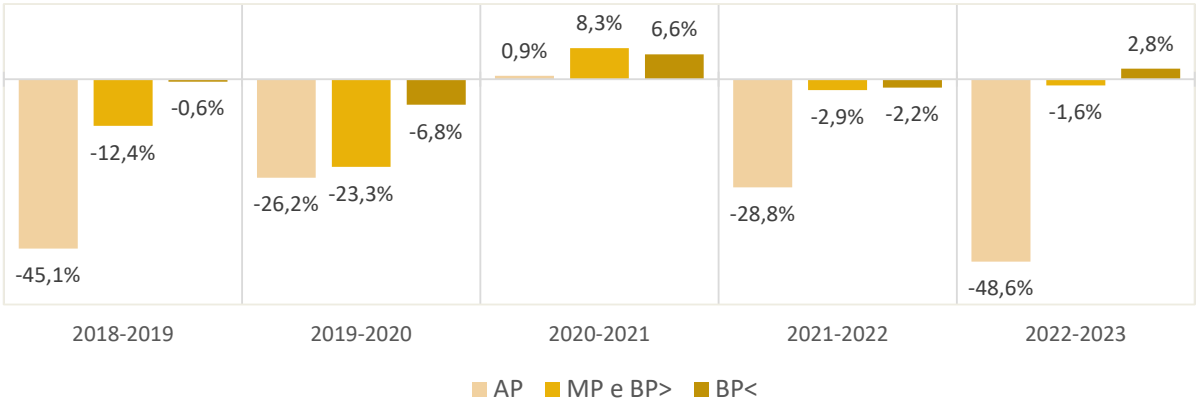
Quadro 0-2 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2022-2023/2021-2022
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3/ano) *	-48,6%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m^3/ano)	-1,6%
Clientes em BP< (< 10 000 m^3/ano)	2,8%

(*) Os limites de consumo referidos são indicativos

A Figura 0-2 ilustra as variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes, entre o ano gás 2018-2019 e o ano gás 2022-2023, para os diferentes níveis de pressão.

Figura 0-2 - Evolução das variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes



IMPACTE DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES NOS PREÇOS DO MERCADO LIVRE

No Quadro 0-3 apresenta-se o impacte médio da variação das tarifas de Acesso às Redes nos preços de venda a clientes finais, antes de taxas e impostos, do Mercado Livre. O impacte estimado corresponde a um decréscimo de -1,3% para os fornecimentos em Alta Pressão e a um decréscimo de -0,3% para os fornecimentos em MP e BP>. Para os fornecimentos em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3, o impacte médio da variação das tarifas de Acesso às Redes nos preços de venda a clientes finais do Mercado Livre corresponde a um aumento de 1,4%.

Quadro 0-3 - Impacte médio das tarifas de Acesso às Redes nos preços do Mercado Livre

Impacte das Tarifas de Acesso às Redes	Impacte no Mercado Livre
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3/ano) *	-1,3%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m^3/ano)	-0,3%
Clientes em BP< (< 10 000 m^3/ano)	1,4%

(*) Os limites de consumo referidos são indicativos

TARIFAS POR ATIVIDADE

No Quadro 0-4 apresenta-se a variação tarifária das tarifas de acesso às infraestruturas de Alta Pressão (Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo). Apresenta-se, também, a variação das tarifas de Uso da

Rede de Transporte e de Distribuição de gás, da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, que condicionam a variação das tarifas de Acesso às Redes apresentadas anteriormente.

Quadro 0-4 - Variação tarifária das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2022-2023/2021-2022
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	0,6%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-0,1%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-27,0%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comerci	11,0%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-72,2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	5,3%

As variações apresentadas são condicionadas em grande medida pela evolução dos proveitos permitidos e pela evolução da procura das atividades reguladas, encontrando-se a análise dos mesmos detalhada nos documentos complementares "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás" e "Caracterização da Procura de Gás no Ano Gás 2022-2023".

Verifica-se que a variação da tarifa de Energia para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3, a vigorar a partir de 1 de outubro de 2022, corresponde a um acréscimo de 19,1%, face aos valores médios do ano gás 2021-2022 (incorporando as duas atualizações da tarifa de Energia durante o ano gás 2021-2022).

Quadro 0-5 - Variação tarifária da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano

Tarifas por atividade	Variação anual 2022-2023 / 2021-2022
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m^3/ano	19,1%

A presente decisão tarifária inclui também a atualização da tarifa de Energia em +2 EUR/MWh, com efeitos entre 1 de julho e 30 de setembro de 2022. Face ao valor a vigorar em junho de 2022, a atualização

representa uma variação tarifária de 10,2% para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3. Na comparação entre setembro e outubro de 2022, a tarifa de Energia do ano gás 2022-2023 registará uma variação de 5,3% para estes consumidores.

No Quadro 0-6 apresenta-se a variação da tarifa de Comercialização, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3, que corresponde a um acréscimo de 2,6%, face aos valores do ano gás 2021-2022.

Quadro 0-6 - Variação tarifária da tarifa de Comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2022-2023/2021-2022
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m^3/ano	2,6%

As tarifas de Energia e de Comercialização, juntamente com as tarifas de Acesso às Redes, condicionam a variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, apresentada anteriormente.

0.3 PROVEITOS PERMITIDOS E PROVEITOS A RECUPERAR NO SETOR DO GÁS

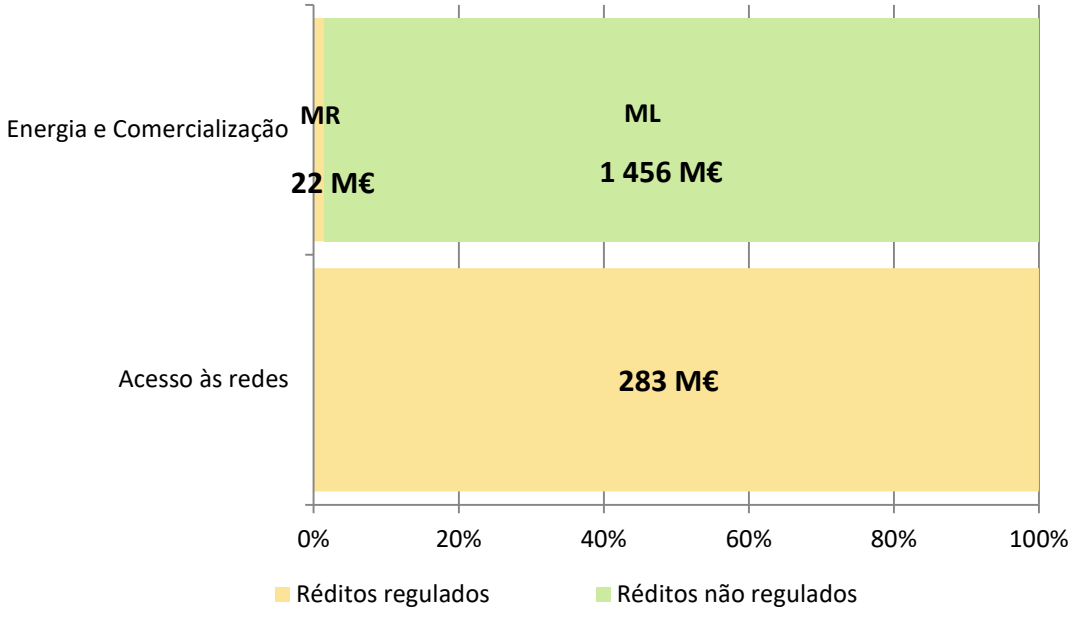
A Figura 0-3 apresenta o montante de proveitos regulados no setor do gás em Portugal e o seu peso relativo nos proveitos totais do setor, que se estima corresponderá no ano gás 2022-2023 a 1 761[5] milhões de euros.

A faturação global das empresas do setor do gás compreende os proveitos permitidos, réditos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no mercado livre, réditos não regulados. Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos dos Comercializadores de Último Recurso (que aplicam as tarifas transitórias de venda a clientes finais) associados à compra de gás e à atividade de comercialização e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

[5] Sendo este valor estimado tendo por base os custos das atividades reguladas do ano gás 2022-2023, isto é, as atividades associadas aos acessos às infraestruturas em alta, média e baixa pressão, e as atividades dos comercializadores de último recurso.

No entanto, com os valores atuais dos preços do gás natural nos mercados grossista, esta estimativa dos réditos do setor do gás poderá corresponder a um minorante dos valores que se verificarão no ano gás 2022-2023. Tal circunstância se deve ao facto da componente de custos com a energia considerada nesta estimativa, isto é, com a aquisição de gás natural, ser calculada com base nos custos unitários de aquisição previstos para os Comercializadores de Último Recurso (CUR). Estes custos unitários são, atualmente, substancialmente mais baixos do que os preços praticados nos mercados grossistas europeus, pelo que poderão não ser representativos dos preços do gás natural para os comercializadores retalhistas que atuam em regime de mercado. Refira-se, por exemplo, que desde o início do conflito entre a Rússia e a Ucrânia os preços do gás natural no mercado de futuros do Mibgás para entrega no quarto trimestre têm sido cerca de quatro vezes superiores às previsões para esse trimestre dos preços do gás natural para os CUR. Esta circunstância deve-se, como se desenvolverá mais adiante neste documento, ao facto do gás natural fornecido aos CUR ser adquirido no âmbito de contratos de *Take or Pay* celebrados há alguns com a Nigéria. Nestes contratos, os preços do gás natural estão indexados à evolução do preço do petróleo. O preço do petróleo, embora tenha sofrido um forte aumento, cresceu significativamente menos no último ano do que o preço do gás natural negociado no Mibgás e nos principais *hubs* europeus.

Figura 0-3 - Réditos do setor do gás



Devido a várias circunstâncias decorrentes do quadro legislativo e regulamentar, os valores dos proveitos permitidos a cada operador, nem sempre são recuperados no âmbito do exercício da sua atividade, mas sim por outros operadores no âmbito das atividades que exercem. Estes proveitos são posteriormente transferidos pelos operadores que os recuperaram por aplicação da sua tarifa, para os operadores a quem são devidos. Assim, os proveitos a recuperar de uma atividade são-no por aplicação da respetiva tarifa. Por seu lado, os proveitos permitidos correspondem aos proveitos atribuídos a uma atividade em particular, recuperados através da aplicação das tarifas e/ou por transferência ou compensação entre empresas.

O Quadro 0-7 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2022-2023, por atividade.

Quadro 0-7 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2022-2023 por atividade

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos a recuperar Tarifas 2022-2023	Proveitos a recuperar Tarifas 2021-2022	Variação	
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	**22 613**	**22 478**	**135**	**0,6%**
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás	[b]	**17 117**	**16 628**	**489**	**2,9%**
Proveitos do operador da rede de transporte de gás	[c]	**29 060**	**47 620**	**-18 560**	**-39,0%**
Proveitos da atividade de Transporte de gás		23 908	29 749	-5 841	-19,6%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		5 126	20 480	-15 353	-75,0%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		-334	-2 921	2 587	-88,6%
Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador		359	312	47	15,0%
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador		**359**	**312**	**47**	15,0%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás		**219 584**	**216 225**	**3 359**	**1,6%**
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS		-192	6 958	-7 150	-102,8%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		2 091	8 102		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS	[d]	-288	-1 437		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS		-1 295	-4 258	2 963	-69,6%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-178	-1 555		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS	[e]	1 117	2 703		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		834	2 717	-1 883	-69,3%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-35	-319		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS	[f]	-869	-3 037		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		6 773	9 449	-2 676	-28,3%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		5 525	7 736		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	[g]	-1 248	-1 712		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		436	443		
Custos do operador da rede de distribuição k, decorrente da aplicação da tarifa de OLMC, previstos para o ano gás t		359	312		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC	[h]	-77	-132		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás	[i]	213 029	200 915	12 114	6,0%
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[j]	**14 981**	**14 324**	**657**	**4,6%**
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		14 981	14 324	657	4,6%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso					
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m³		**1 694**	**3 145**	**-1 450**	**-46,1%**
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		987	1 672	-685	-41,0%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		639	1 360	-721	-53,0%
Proveitos da função de Comercialização	[k]	69	113	-44	-39,0%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m³		**40 279**	**41 634**	**-1 356**	**-3,3%**
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		13 994	12 650	1 344	10,6%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		19 834	22 229	-2 396	-10,8%
Proveitos da função de Comercialização	[l]	6 451	6 755	-304	-4,5%
Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]-[h]+[i]+[j]+[k]+[l]		**304 683**	**312 448**	**-7 765**	**-2,5%**

O Quadro 0-8 apresenta os proveitos permitidos aos operadores das várias atividades reguladas.

Quadro 0-8 - Proveitos permitidos para o ano gás 2022-2023 por atividade

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos Permitidos 2022-2023
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	**10 212**
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás	[b]	**7 133**
Proveitos do operador da rede de transporte de gás	[c]	**53 450**
Proveitos da atividade de Transporte de gás		34 496
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		18 954
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		0
Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador		0
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador	[d]	**359**
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás	[e]	**220 262**
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		288
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		-1 117
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		869
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		1 248
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		77
Proveitos da atividade de Distribuição de gás		218 898
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[f]	**14 315**
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		14 315
Proveitos dos Comercializadores de último recurso		
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m^3		**2 114**
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		1 939
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		639
Proveitos da função de Comercialização	[g]	-464
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m^3		**43 246**
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		13 741
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		19 834
Proveitos da função de Comercialização	[h]	9 672
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]		**314 938**

Para a fundamentação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás" e "Caracterização da procura de gás no ano gás 2022-2023", que acompanham este documento, e o documento dos "Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023", de maio de 2019[6].

[6] O ano gás 2022-2023 é o terceiro ano de aplicação plena dos parâmetros definidos para o 5º período de regulação, que entraram em vigor a 1 de janeiro de 2020, e que marcaram a redefinição das bases de custos das várias atividades reguladas, e o estabelecimento das metas de eficiência a aplicar ao OPEX no período regulatório 2020 a 2023.

As diferenças entre os valores apresentados neste quadro e os valores dos proveitos a recuperar apresentados no Quadro 0-7 resultam de:

- transferências de parte dos proveitos recuperados pelos operadores de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e de armazenamento subterrâneo, para a parcela I da atividade de UGS, referentes ao mecanismo de mitigação de ajustamentos tarifários das atividades desenvolvidas por aqueles operadores;
- transferências, por parte dos CUR, no âmbito das parcelas I e II da atividade de UGS;
- não inclusão no total dos proveitos permitidos, dos proveitos dos ORD decorrentes da aplicação das tarifas de UGS e de URT, uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos das atividades de Gestão Técnica Global do SNG, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Transporte, dos ORD, para o ORT;
- não inclusão no total dos proveitos permitidos dos proveitos do CUR decorrentes da aplicação das tarifas de UGS, de URT e de URD, uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos das atividades de Gestão Técnica Global do SNG, Operação Logística de Mudança de Comercializador, Transporte e Distribuição, do ORD para os CUR;
- não inclusão nos proveitos a recuperar do ORT dos valores decorrentes da aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás.

Uma explicação mais detalhada dos fluxos tarifários existentes entre as várias atividades do SNG pode ser encontrada no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás", que acompanha estas tarifas.

Registe-se que no seu conjunto os ajustamentos[7] considerados em proveitos totalizam cerca de 73 milhões de euros a favor dos consumidores, mais 44 milhões de euros do que no ano anterior. A variação dos ajustamentos é o principal fator que justifica a diminuição das tarifas de acesso às infraestruturas em alta pressão. Esta circunstância deve-se, por um lado, a uma maior procura de gás natural ao nível da alta pressão e, consequentemente, a uma maior faturação das respetivas tarifas de acesso face ao previsto, e

[7] Os ajustamentos aos proveitos permitidos correspondem às diferenças entre os proveitos permitidos definidos para as tarifas dos anos imediatamente anteriores e a recuperação de facto desses montantes através das tarifas.

por outro, a receitas extraordinárias e não previstas provenientes dos leilões de atribuição de capacidade nas infraestruturas de alta pressão.

Registe-se ainda que, de modo a assegurar uma maior estabilidade tarifária, os proveitos permitidos de 2022-2023 não consideram os ajustamentos provisórios das atividades de Distribuição de gás e de Armazenamento Subterrâneo, que em conjunto totalizavam 1 milhão de euros a acrescer aos proveitos permitidos[8]. Acresce que, enquanto nas atividades de Alta Pressão os ajustamentos mantiveram-se no sentido de devolução de valores aos consumidores, ao nível da atividade de Distribuição de gás, os ajustamentos continuaram, à semelhança do ano anterior, a ser a favor das empresas, aumentando assim o valor dos proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede Distribuição.

[8] Este valor agrega tendências opostas: cerca de 6 milhões de euros a deduzir aos proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (o que tornaria os proveitos desta atividade negativos) e 7 milhões de euros a aumentar aos proveitos permitidos da atividade de Distribuição.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a ERSE submeteu, em 31 de março de 2022, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e às empresas reguladas, para comentários, a "Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023". Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe servem de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. Esta proposta contemplou o estabelecimento das tarifas e preços para o gás, nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020[9], de 28 de agosto e do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho[10]. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer em 29 de abril.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2022-2023 têm em consideração os custos e investimentos reais do ano de 2020, os estimados para o ano 2021 e os previsionais dos anos de 2022 e de 2023 enviados pelas seguintes entidades:

- REN Atlântico, Terminal da GNL, S.A.;
- REN Armazenagem, S.A.;
- REN - Gasodutos, S.A.;
- ADENE – Agência para a Energia;
- Transgás, S.A.;
- Distribuidoras regionais e Comercializadores de último recurso: Beiragás, Dianagás, Duriensegás, EDP Gás SU, Lisboagás, Lisboagás Comercialização, Lusitaniagás, Lusitaniagás Comercialização, Medigás, Paxgás, REN Portgás Distribuição, Setgás, Setgás Comercialização, Sonorgás e Tagusgás.

Os valores inscritos nos quadros do presente documento são arredondados para milhares de euros (10^3 EUR).

No que diz respeito à estrutura do presente documento, para além do sumário executivo, descrevem-se:

- o capítulo 2, os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas no ano gás 2022-2023;

[9] Na redação da Declaração de Retificação n.º 40-C/2020, de 27 de outubro.
[10] Sucessivamente alterado pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, pelo Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, pelo Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro e Declaração de Retificação n.º 40-C/2020, de 27 de outubro.

- no capítulo 3, os cálculos e a definição das tarifas para o gás por atividade, para vigorarem no ano gás 2022-2023, de acordo com o Regulamento Tarifário;
- no capítulo 4, os preços dos serviços regulados para o gás, para vigorarem no ano gás 2022-2023, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais;
- no capítulo 5, o custo máximo para o transporte de GNL por cisterna;
- por último, no capítulo 6 é feita uma análise das variações tarifárias.

2 PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS

2.1 DETERMINANTES DA EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas por aplicação das tarifas é determinada por um conjunto de fatores que podem ou não ser externos às empresas. Por sua vez, os fatores externos às empresas podem ser agrupados consoante sejam ou não independentes das atuações do regulador.

Alguns dos principais determinantes da evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas que não são diretamente dependentes das ações das empresas, e que também não dependem da ação do regulador, são: i) Deflatores do PIB; ii) Custos de aquisição de gás; iii) Procura de gás.

A estes determinantes podem-se acrescentar as metodologias regulatórias aplicadas para a definição dos proveitos permitidos[11], que se materializam nos parâmetros regulatórios. Nas metodologias de regulação por incentivos, geralmente, aplicadas nas atividades do setor do gás aos proveitos permitidos que recuperam os custos de exploração, os principais parâmetros são: i) as bases de custos sujeitas às metas de eficiência, ii) os indutores de custos[12], iii) as metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração. Ao nível dos custos com capital (remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações), os principais parâmetros são as taxas de remuneração aplicadas aos ativos líquidos das atividades reguladas. Estes parâmetros são definidos para o período de regulação e revistos para o próximo período, tendo em conta a evolução da atividade e, por exemplo, no caso das metas de eficiência, do desempenho das empresas verificado nesse período e perspetivado para o próximo período regulatório.

Existem, também, outros fatores não diretamente dependentes da ação dos reguladores, nem das empresas com impacto no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas, nomeadamente a existência de processos judiciais em curso e fatores de índole legislativa.

Todos estes determinantes são, de seguida, desenvolvidos.

[11] Apresentadas no ponto 2.2 deste documento.

[12] Variáveis físicas às quais estão associadas a evolução dos proveitos permitidos e que refletem a atividade das empresas.

DETERMINANTES ASSOCIADAS A FATORES NÃO CONTROLÁVEIS PELAS EMPRESAS E PELO REGULADOR

De seguida são, resumidamente, apresentados os principais determinantes da evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas externas às empresas que não dependem da ação do regulador:

- *Deflatores do PIB*

O deflator do PIB é um instrumento utilizado para medir a inflação registada num determinado espaço económico. Trata-se de um indicador de periodicidade anual que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia.

Deste modo, e sendo o gás, tal como a eletricidade, um bem que entra nas mais diversas fases do ciclo de vida dos produtos, bens e serviços de uma economia, ou seja, destinando-se simultaneamente ao consumo intermédio e ao consumo final, há vantagem em considerar o deflator do PIB como o instrumento que mede a inflação, já que no PIB se refletem todas as relações económicas, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

A ERSE avalia as previsões das empresas para o deflator do PIB utilizado para atualizar os custos, os proveitos e os investimentos para os anos de 2022 e 2023, monitorizando a sua evolução relativamente às previsões que considerou. Com efeito, após a queda histórica de 8,4% verificada em 2020, o PIB português cresceu 4,9% em 2021[13], registando-se um contributo expressivo da procura interna, nomeadamente com a recuperação do consumo privado e investimento relativamente a 2020. Em março de 2022, o Banco de Portugal[14] (BdP) estimou um crescimento do produto interno bruto de 4,9% para 2022, que corresponde a uma revisão em baixa de 0,9 p.p. face à variação esperada no boletim de dezembro. Esta revisão em baixo é consequência da invasão da Ucrânia pela Rússia em finais de fevereiro, que contribuiu para intensificar as pressões inflacionistas e para limitar o dinamismo económico. Para 2023 e 2024, o BdP prevê uma variação positiva de 2,9% e 2%, respetivamente, do nível de atividade económica). Em maio de 2022, a Comissão Europeia (CE) apresentou as suas previsões de primavera[15], revelando-se mais otimista no crescimento português em 2022 (5,8%) face ao BdP, mas a projetar uma desaceleração superior em 2023 (crescimento antecipado de 2,7%).

[13] Contas Nacionais Trimestrais 4T 2021, INE
[14] Boletim Económico - Março de 2022, BdP
[15] Prevsões de Primavera - Maio de 2022, CE

Note-se que as previsões utilizadas para o deflator do PIB estão sujeitas a um considerável grau de risco e incerteza face à dinâmica dos atuais conflitos geopolíticos.

As previsões de organismos internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2022 e 2023, são apresentadas no Quadro 2-1.

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	FMI	CE
2022	2,9	2,9
2023	2,4	3,1

Fontes: FMI - World Economic Outlook database, abril 2022; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, maio de 2022;

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes, tanto para o ano de 2022 como para o ano de 2023, como se esquematiza no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas

	2022	2023
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	1,3%	1,4%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	1,3%	1,4%
Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	1,3%	1,4%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	1,2%	1,2%
Lisboagás Comercialização, S.A.	1,3%	1,4%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	1,3%	1,4%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	1,3%	1,4%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	1,3%	1,4%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	1,3%	1,4%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	1,3%	1,4%
REN Armazenagem, S.A.	0,9%	1,0%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	0,9%	1,0%
REN Gasodutos, S.A.	0,9%	1,0%
REN Portgás Distribuição S.A.	0,9%	0,9%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	1,3%	1,4%
Setgás Comercialização, S.A.	1,3%	1,4%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	1,6%	1,0%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,3%	1,4%
Transgás, S.A.	1,3%	1,4%

O IPIB adotado pela ERSE para 2022 e 2023 é de 2,9% e 3,1%, respetivamente, e corresponde à previsão de primavera da Comissão Europeia. Estes valores são superiores aos valores das empresas por incorporarem as recentes tendências de evolução do nível de preços.

– *Custos de aquisição do gás natural*

A presente análise efetua-se num contexto de incerteza inerente à evolução do conflito Rússia-Ucrânia, que se seguiu a um período marcado principalmente pela pandemia COVID-19. O prolongamento no tempo dos efeitos do conflito e das sanções consequentes, e a sua amplitude, continuam a dificultar os exercícios de previsão e análise dos mercados, sendo a evolução destes fatores, a nível global, um dos determinantes da evolução económica mundial e, consequentemente, dos mercados de *commodities*. É de realçar que se efetua uma previsão para o custo do gás natural a partir de outubro de 2022, pelo que o desfasamento temporal é um outro fator que acresce à incerteza das presentes previsões.

Através de contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*, o Comercializador do Sistema Nacional de Gás (SNG) - Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de gás natural para fornecimento

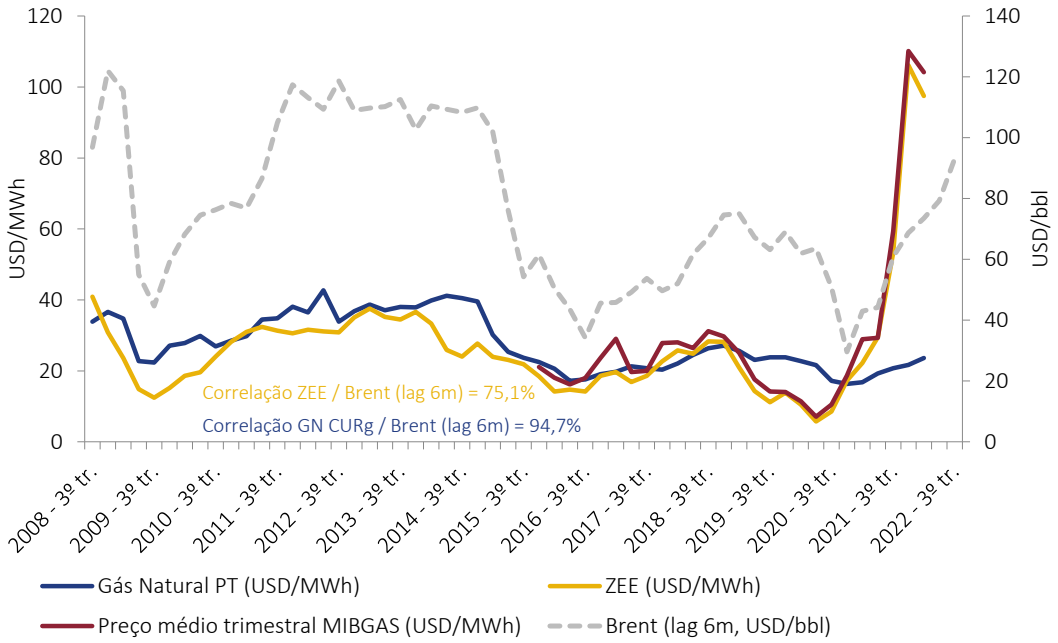
da atividade regulada do Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG) que, por sua vez, o revende aos Comercializadores de Último Recurso (CUR). No final de 2020 terminou o contrato com a Sonatrach (via gasoduto) para aquisição do gás natural proveniente da Argélia. O primeiro contrato de gás natural liquefeito (GNL) com a Nigéria terminou no final de setembro de 2021. Desta forma, nem o contrato da Sonatrach, nem o primeiro contrato de GNL com a Nigéria foram tidos em conta nas previsões do custo do gás natural para o ano gás 2022-2023. O GNL é, assim, adquirido à Nigéria através dos dois contratos ainda em vigor, os contratos que foram considerados nas previsões do custo do gás natural para o ano gás 2022-2023.

A Figura 2-1 apresenta a evolução dos preços do gás natural nos mercados *Zeebrugge,* do MIBGAS, do custo do gás natural em Portugal para os CUR e do petróleo Brent, em base trimestral, considerando um desfasamento temporal de 6 meses entre o preço do petróleo e os preços dos restantes produtos. Na mesma figura são também apresentadas as respetivas correlações[16]. Ao considerar um desfasamento de 6 meses no preço do petróleo, observa-se uma correlação elevada, de 95%, entre o preço médio trimestral do petróleo e o preço médio trimestral do gás natural dos CUR em Portugal. Esta correlação justifica-se, em grande parte, pelo facto do preço dos contratos de *take-or-pay* estarem indexados ao preço do petróleo ou aos seus derivados com desfasamento entre 3 e 6 meses, consoante os contratos.

Observa-se igualmente que os preços do gás natural nos mercados grossistas estão significativamente menos correlacionados com o do petróleo, do que se verifica no caso do custo de aquisição do CURg.

[16] As análises efetuadas mostram que há um desfasamento temporal entre a evolução do preço do petróleo e a evolução do custo do gás natural, verificando-se que as correlações apresentam valores superiores para um desfasamento de 6 meses relativamente ao custo de aquisição do CURg e valores superiores para um desfasamento de 3 meses relativamente ao ZEE.

Figura 2-1 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses

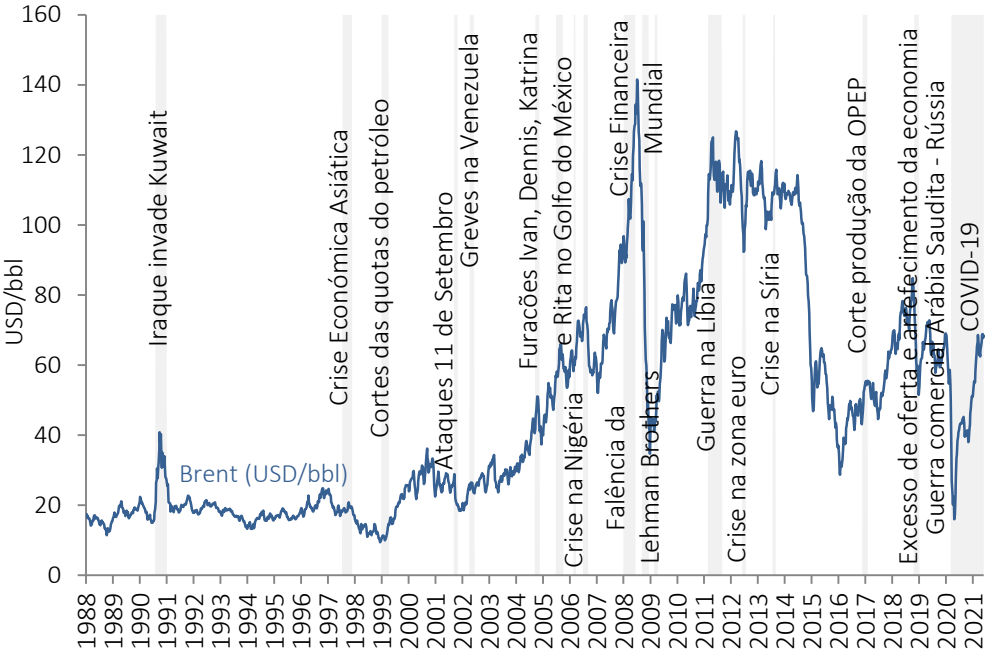


Nota: Não é apresentada a correlação com o MIBGAS por ter um número mais reduzido de observações, sendo que a correlação obtida com estes dados não foi muito significativa.

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

Na Figura 2-2 podemos observar os principais eventos de relevância na evolução do preço do petróleo (representado no caso particular pela cotação do Brent) nos últimos 30 anos. Nos anos de 2018 e 2019, as médias anuais da cotação do Brent observaram uma subida, face a 2016, para valores de 71 USD/bbl e 64 USD/bbl, respetivamente. No mês de março de 2020 a pandemia da COVID-19, agravada pela guerra comercial entre a Arábia Saudita e a Rússia, levou a uma queda drástica e abrupta da cotação do petróleo, com o Brent a registar valores abaixo dos 30 USD/bbl, uma redução de 53% face ao preço médio de 2019. No final de fevereiro a cotação do Brent observou um aumento súbito, em resultado do conflito entre a Rússia e a Ucrânia, que poderá levar a que a cotação do Brent se mantenha pressionada.

Figura 2-2 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent



Fonte: ERSE, EIA, Refinitiv Eikon

Tal como foi salientado atrás, a presente análise efetua-se ainda num contexto de incerteza inerente à evolução do conflito Rússia-Ucrânia, após o período marcado pela pandemia COVID-19. O prolongamento no tempo dos efeitos do conflito e das sanções consequentes, aumenta a dificuldade do exercício de previsão, já de si complexo, e que só será aplicado a partir de outubro de 2022.

Face ao exposto, o custo unitário médio anual de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2022 e 2023[17] foi de: i) 2,305 cent€/kWh, para 2022 e de ii) 2,264 cent€/kWh, para 2023, ambos considerados à saída. É de salientar que o custo unitário médio definido no cálculo dos proveitos de 2021-2022 foi de 1,76 cent€/kWh. No âmbito do mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de Energia do Setor do Gás, esta foi revista em +0,2 cent€/kWh, a vigorar a partir de 1 de abril de 2022[18] e novamente +0,2 cent€/kWh, a vigorar a partir de 1 de julho de 2022[19].

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda internalizados os designados "Outros custos", que contemplam a utilização das infraestruturas de gás

[17] Valores determinados à saída da rede de transporte, considerando a média simples dos quatro trimestres de cada ano civil.
[18] Diretiva ERSE n.º 4/2022
[19] Diretiva ERSE a publicar em simultâneo com a diretiva referente às tarifas para o ano gás 2022-2023.

(Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás e Transporte de gás), os custos associados à imobilização de gás em reservas estratégicas e obrigatórias, os encargos de neutralidade e os custos de exploração da atividade do Comercializador do SNG. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do gás natural encontra-se explicitada no Regulamento Tarifário e no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG. Os valores considerados para o custo unitário de aquisição do gás natural e para a rubrica "Outros custos" são apresentados no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás

Unidade: cent€/kWh (Custo unitário à saída da rede de transporte)	2022-2023
Custo unitário total Infraestruturas (cent€/kWh)	0,08968
Encargos de neutralidade	0,00476
Custo GN (Sem custos de ATR, cent€/kWh)	**2,19016**
Custo GN (Incluindo custos de ATR e encargos de neutralidade, cent€/kWh)	**2,28460**

Este tema encontra-se desenvolvido no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás".

- *Procura de gás*

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores de gás: os centros electroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais ligados à rede de transporte em AP ou a UAGs privativas, e os consumidores de menor dimensão abastecidos pela rede de distribuição de gás. A repartição de consumos entre estes grupos tem-se alterado ao longo dos anos, principalmente devido à volatilidade do consumo de gás dos centros electroprodutores, que é motivada essencialmente por alterações conjunturais, mas também estruturais, no setor elétrico da Península Ibérica e da Europa.

Os dados reais de 2020 e as mais recentes estimativas para 2021 da energia saída da rede de transporte, apesar de serem inferiores ao pico registado em 2017, refletem uma tendência do consumo de gás em Portugal, que é sustentada essencialmente na estabilização dos consumos dos centros electroprodutores e dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição.

Nas previsões do consumo de gás dos centros electroprodutores para os anos de 2022 e 2023, considerou-se um conjunto alargado de fatores que refletem a dinâmica do Setor Elétrico Nacional e as particularidades do sistema electroprodutor. Esses fatores são, designadamente:

i. o consumo de energia elétrica referido à emissão deduzido da produção em regime especial com regimes de remuneração garantida (*feed-in tariff*), que corresponde à procura efetivamente dirigida aos produtores em regime de mercado e que é indicativo da possibilidade de colocação em mercado da produção das centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, do respetivo consumo de gás;

ii. as particularidades da central da Turbogás, cujo fornecimento de gás é feito em regime *take or pay*, pelo que a evolução do seu consumo depende dos valores mínimos de consumo estabelecidos AGC para evitar uma situação de *pay* – pagamento do gás sem o consumir;

iii. a crescente integração dos mercados ibérico e do resto da Europa, que pode levar a alterações significativas do saldo exportador devido a fatores externos, o que aumenta a possibilidade de colocação em mercado dos produtores portugueses;

iv. a politica energética e ambiental a nível ibérico e europeu, que favorece a produção a gás em detrimento do carvão [20].

Ponderados estes fatores, a ERSE optou por adotar para o ano gás 2022-2023 uma previsão para o consumo dos centros electroprodutores reflete o valor médio trimestral do consumo entre 2017 e 2021 das respetivas centrais, abaixo do valor implícito nas tarifas atualmente em vigor.

Importa destacar o atual contexto de grande incerteza, motivado pelo o aumento da instabilidade dos preços de gás natural e eletricidade nos mercados grossistas, fortemente agravado pela guerra que ocorre na Ucrânia que afeta de forma significativa a volatilidade dos consumos de gás, tendo consequências difíceis de antecipar no horizonte temporal do próximo ano gás e consequentemente nas previsões do nível de procura dos anos 2022 e 2023.

Neste cenário de incerteza, considerou-se que o consumo de gás natural do segmento dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão e por UAG propriedade dos clientes terá um

[20] Registe-se as previsões de redução a curto e médio prazo da produção térmica a carvão na Península Ibérica, devido aos seguintes fatores: 1) fim da produção das centrais a carvão em Portugal; 2) o descomissionamento previsto das centrais a carvão em Espanha até 2030, já em 2021 a energia produzida por estas centrais foi apenas de 5 TWh.

ligeiro acréscimo face ao valor definido no processo tarifário do ano gás anterior. No entanto, os valores definidos para 2022 e 2023 apontam para uma quebra neste segmento face aos valores reais de 2020 e estimados de 2021, por não perspetivarem a instalação de novos consumidores, cujos consumos pudessem compensar os da refinaria da Galp em Matosinhos, desativada recentemente.

No que respeita às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, a ERSE optou por considerar as previsões dos fornecimentos totais e do número de pontos de entrega indicadas pelos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2022-2023, exceto para a Sonorgás. Para esta empresa, as previsões de procura associada aos novos polos de consumo foram revistas em baixa em coerência com a execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos 26 novos polos atribuídos à Sonorgás efetivamente realizados até à data.

Na atividade de Comercialização de Último Recurso retalhista, a ERSE assumiu as previsões indicadas pelas empresas para ambos os segmentos[21].

O balanço de gás para o ano gás 2022-2023, que esteve na base da definição dos proveitos permitidos e tarifas dos vários operadores, é apresentado no Quadro 2-4, evidenciando os fluxos de energia no Sistema Nacional de Gás.

[21] Clientes com consumo superior a 10 000 m^3 por ano e clientes com consumo inferior a 10 000$m^{3.}$

Quadro 2-4 - Balanço de energia do setor do gás para o ano gás 2022-2023

Unidades: GWh

	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	**1 Importação gasoduto**	**5 210**
	1.1 Campo Maior	5 210
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	**2 Importação Terminal GNL**	**61 609**
	2.1 Injecções RNT	59 329
	2.2 Camião cisterna	2 280
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	5 509
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	72 328
5=1+2.1+3	**5 Entradas na RNTGN**	**70 048**
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	1 782
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	5 509
	8 Centros electroprodutores	23 180
	9 Clientes industriais em AP	14 080
	10 Redes de distribuição (interligadas)	25 436
11=6+7+8+9+10	**11 Total das saídas da RNTGN**	**69 987**
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	61
14=8+9+10	**14 Total de consumos da RNTGN**	**62 696**
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	25 436
16	16 Redes abastecidas por UAG	889
17=15+16	**17 Total de entradas na RNDGN**	**26 325**
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	17 900
	19 Clientes em BP	8 377
	19.1 Clientes em BP>	4 071
	19.2 Clientes em BP<	4 306
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	47
21=18+19+20	**21 Total de saídas da RNDGN** (inc. perdas e autocons.)	**26 325**
	22 Total das Saídas no SNGN	65 037
	22.1 UAG Propriedade de clientes	956
	22.2 Exportações	436

Nos documentos "Caracterização da procura de gás para o ano gás 2022-2023" e "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano-gás 2022-2023 das Empresas Reguladas do Setor do Gás", encontram-se elementos adicionais sobre a procura de gás considerada para efeitos tarifários.

ASPETOS DECORRENTES DO QUADRO REGULATÓRIO DEFINIDO PELA ERSE COM IMPACTO NA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS

O cálculo do valor dos proveitos permitidos para o ano gás 2022-2023 para as empresas com atividades reguladas foi também influenciado por fatores diretamente decorrentes do quadro regulatório, que são apresentados de seguida.

– *Taxas de juro dos ajustamentos*

O Regulamento Tarifário em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Assim, apresenta-se, seguidamente, por tipo de ajustamento, a taxa e o *spread* aplicado.

Quadro 2-5 - Taxas e *spreads* aplicados no cálculo dos proveitos permitidos

		2020	2021
Deflator do PIB		2,53%	0,73%
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	-0,306%	
	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0,750%	
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1		-0,491%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais		0,750%

A definição do valor do *spread* para s-1 (2021) teve em conta as condições de financiamento das empresas e o atual contexto de crise de saúde pública provocada pela COVID-19. Este ponto encontra-se desenvolvido no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás".

– *Parâmetros definidos para o período de regulação: metas de eficiência e taxas de remuneração*

Para o período regulatório 2020-2023, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores, e no caso das atividades já reguladas por incentivos, avaliou-se a aderência entre os indutores[22] de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos

[22] Variável exógena explicativa da evolução da atividade da empresa, utilizada nas metodologias do tipo *price cap* para a aceitação de custos.

indutores mais adequados. Com base no trabalho efetuado, e apresentado no documento "Parâmetros de Regulação para o período de 2020 a 2023", de maio de 2019, foram definidas, para as atividades reguladas por incentivos, as metas de eficiência a aplicar no novo período de regulação, as bases de custos de exploração sobre as quais incidem as metas de eficiência e os indutores de custo.

O Quadro 2-6 resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos ao longo do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, e os fatores de eficiência a aplicar ao período regulatório 2020-2023.

Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas

Atividade	Metas de eficiência Período Regulatório 2016-2017 a 2018-2019	Metas de eficiência Período Regulatório 2020-2023
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	2,0%	2,0%
Armazenamento Subterrâneo	3,0%	3,0%
Transporte	3,0%	3,0%
Gestão Técnica e Global do Sistema	2,0%	2,0%
Distribuição	2,0% a 7,0%	2,0% a 5,0%
Comercialização	2,0%	2,0%

O Quadro 2-7 apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos.

Quadro 2-7 – Taxas de remuneração dos ativos regulados

	Taxa 2020	Taxa 2021	Taxa estimada 2022	Taxa prevista 2023
Alta Pressão	4,56%	4,52%	4,85%	4,85%
Média e Baixa Pressão	4,76%	4,72%	5,05%	5,05%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%

Fonte:ERSE

As taxas de remuneração dos ativos regulados variam tendo em conta as metodologias de indexação constante do documento "Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023". Para efeitos de cálculos de ajustamentos e para o ano de tarifas 2022-2023, as taxas de remuneração correspondem à metodologia dos parâmetros do setor do gás associados ao cálculo do custo de capital para o período 2020-2023 do processo tarifário de 2021-2022. Deste modo, em 2021, a taxa de remuneração em alta pressão fixou-se em 4,52% e em 4,72% para a média e baixa pressão. Para o ano de tarifas 2022-2023, estas taxas assumem o valor estimado de 4,85% e 5,05% em alta pressão e média e baixa pressão, respetivamente. Estes valores situam-se ligeiramente acima dos valores mínimos, embora com tendência de subida, porque consideram uma estimativa baseada nos valores das *yields* das OT registados até finais de abril. Estes valores são posteriormente atualizados em futuros exercícios tarifários de acordo com o mecanismo de indexação em vigor.

A taxa de remuneração implícita utilizada no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC corresponde à mesma taxa utilizada para esta atividade no setor elétrico no período regulatório de 2018-2021.[23]

O documento "Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023", de maio de 2019, apresenta em detalhe os cálculos, e respetivas justificações, para as metas de eficiência a aplicar aos custos de exploração das atividades reguladas, para as taxas de remuneração dos ativos regulados, assim como para os restantes parâmetros definidos para o atual período de regulação.

- *Mecanismos com vista ao controlo dos impactes tarifários decorrentes de fatores exógenos*

Existem vários fatores exógenos à ação direta regulatória para a volatilidade tarifária, em particular ao nível da alta pressão. A variabilidade da procura de gás em Portugal é um dos fatores mais relevantes. A volatilidade da procura de gás natural é, por sua vez, provocada, sobretudo, pela volatilidade da procura de gás das centrais de ciclo combinado, em consequência da hidraulicidade e do aumento da produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis. Mais recentemente, as receitas obtidas com os prémios de leilões de capacidade das infraestruturas, pela sua dimensão e imprevisibilidade, passaram a constituir outro fator que contribui para a volatilidade tarifária.

[23] O seu cálculo encontra-se explicitado no documento "Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020" associado ao processo tarifário do setor elétrico para 2018. No próximo período regulatório gás a taxa de remuneração será atualizada em função da metodologia definida em "Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025" do setor elétrico.

Para controlar os efeitos desta volatilidade na evolução tarifária e na sustentabilidade económica das infraestruturas em causa, têm sido desenvolvidos mecanismos regulatórios, designadamente os mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários e o mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos da atividade de Transporte de gás. Estes mecanismos são apresentados e desenvolvidos no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás".

A) Mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários

A ERSE introduziu na regulamentação do setor, um mecanismo que permite atenuar o impacte dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (ano gás 2013-2014) e da atividade de Armazenamento Subterrâneo (ano gás 2016-2017). Este mecanismo simétrico está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos dessas atividades, relativamente aos proveitos permitidos do ano gás anterior.

Analisados as vantagens e os constrangimentos associados a este mecanismo, e face a evolução verificada e perspetivada para os proveitos a recuperar das atividades de Receção, Armazenamento, Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo e de UGS I, o mecanismo foi ativado através da recuperação da parcela I da tarifa da UGS de valores que permitiram mitigar a variação de proveitos ao nível das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Armazenamento Subterrâneo.

Registe-se ainda que, com a revisão regulamentar do setor do gás ocorrida em 2021, a ERSE contemplou ao nível do Regulamento Tarifário um mecanismo de diferimento intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade das infraestruturas. Este mecanismo tem como objetivo mitigar os impactos tarifários da reversão para as tarifas das receitas obtidas pelos operadores das infraestruturas de Receção, Armazenamento, Regaseificação de GNL, Armazenamento Subterrâneo e de Transporte de gás, sobretudo quando os valores são bastantes elevados, como recentemente aconteceu com os montantes dos prémios obtidos em 2020 e em 2021 que a reverterem para a tarifa por inteiro, poderiam gerar distorções tarifárias significativas no ano em que são recebidos, possibilitando mesmo que haja tarifas negativas em determinadas atividades.

Face à grande variação de proveitos ao nível das atividades de Receção, Armazenamento, Regaseificação de GNL e de Transporte de gás, que se deveu parcialmente à devolução aos consumidores de valores recebidos em 2020 e em 2021, pelos operadores daquelas infraestruturas, referentes a prémios de leilão de capacidade, optou-se por ativar o mecanismo ao nível da atividade de Receção, Armazenamento,

Regaseificação de GNL. Assim, no ajustamento provisório de 2021, apenas foi considerada a reversão à tarifa de 50% do valor recebido pelo operador a título de prémios de leilão de capacidade. O restante valor foi diferido revertendo para a tarifa na totalidade, acrescido de juros, ao longo de um período que no máximo corresponderá a 4 anos.

B) Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos da atividade de Transporte associados à procura de gás

A volatilidade da procura tem impactos na determinação dos proveitos a recuperar pelas tarifas em cada ano nas atividades de alta pressão, que abrangem as atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo e também a atividade de Transporte de gás.

Por este motivo, a regulação da atividade de Transporte de gás inclui um mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados a desvios da procura de gás. Estes montantes diferidos são devolvidos nos três anos seguintes, sendo assegurada a neutralidade financeira para o operador e para o sistema tarifário. O limite que define a ativação do mecanismo é um parâmetro a fixar pela ERSE no início de cada período regulatório. Refira-se, também, que o mecanismo é simétrico, ou seja, é ativado quer se os ajustamentos excedam o limite no sentido de devolução ao operador, quer se os ajustamentos excedam o limite no sentido da devolução ao sistema tarifário.

Na revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do gás ocorrida em 2021, a ERSE alterou a formulação deste mecanismo passando a considerar condições que reflitam as decisões regulatórias quanto à aplicação, ou não, dos ajustamentos de s-1 nos proveitos da atividade de transporte de gás, quer no ano gás a que respeita a aplicação do mecanismo de diferimento, quer no ano gás anterior.

Na aplicação deste mecanismo para o exercício tarifário do ano gás de 2022-2023, o desvio de proveitos associado à procura na rede de transporte calculado no presente exercício tarifário situou-se em 2%, abaixo do limite de 20%. Este ano gás, tal como nos anos gás de 2016-2017 e 2020-2021, o mecanismo não foi ativado. No presente exercício tarifário para o ano gás de 2022-2023, a empresa pagará anuidades de dois diferimentos (de 2019-2020 e de 2021-2022), resultando num efeito líquido nos proveitos da atividade de Transporte de -10 588 milhares de euros[24].

[24] Sinal negativo indica um montante a devolver pela empresa.

- *Mecanismos com vista a mitigar os efeitos disruptivos decorrentes do processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais*

A) Equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso

O processo de liberalização provocou uma rápida diminuição do volume de vendas dos CUR, dificilmente acompanhável por uma revisão da estrutura de custos desses comercializadores. Os desvios nas tarifas transitórias seriam desproporcionados se fossem repercutidos os ajustamentos dos anos gás anteriores e os custos operacionais previstos num universo de clientes em constante diminuição.

Esta situação originou a criação de um mecanismo que corresponde ao diferencial entre os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de Comercialização e os proveitos permitidos. Este diferencial é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS). O valor de referência considerado para este diferencial foi definido tendo por base o valor de custos de referência para a atividade de Comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente. A definição destes custos está prevista no artigo 129.º do Regulamento Tarifário que, por sua vez, reflete o estabelecido no artigo 38.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

No Quadro 2-8 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.

Quadro 2-8 - Transferências para a parcela I da UGS

Unidade: 10^3 EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilibrio económico-financeiro dos CURr	2 688
Total	**2 688**

B) Sustentabilidade dos mercados livre e regulado

De modo a assegurar que a transição dos clientes com tarifa de venda a clientes finais regulada para o mercado se efetue sem pôr em causa a sustentabilidade quer do sistema em regime de mercado, quer do sistema regulado, garantindo neste processo a proteção dos clientes, em particular dos clientes domésticos, a ERSE reconhece na parcela II da tarifa de UGS os desvios positivos ou negativos dos proveitos

permitidos da atividade de Compra e Venda de gás decorrente da aplicação da tarifa de Energia, que é paga por todos os consumidores, com exceção dos centros electroprodutores.

Os desvios de energia não extraordinários da atividade Compra e Venda de gás para fornecimento dos CUR ocorridos posteriormente ao ano gás 2010-2011 são repercutidos na parcela II da tarifa de UGS do ORT no próprio ano em que são apurados.

Relativamente aos ajustamentos decorrentes de eventos extraordinários da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento dos CUR, a ERSE definiu em 2010-2011 que a repercussão na parcela II da tarifa de UGS se efetuasse em seis anos para os clientes com consumo anual superior a 10 000 m^3 e em três anos para os consumidores com consumo abaixo de 10 000 m^3.

O mecanismo de alisamento a 6 anos foi suspenso no ano gás 2014-2015. Posteriormente, a Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho, estabeleceu que a recuperação desses montantes estaria condicionada ao cumprimento da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua redação atual, que estabelece o pagamento da CESE sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*.

Registe-se que, até à data, a ERSE continua a não ter qualquer informação sobre o pagamento desses montantes.

Assim, no cumprimento do estabelecido legalmente, a ERSE no âmbito dos processos de cálculo das tarifas dos anos gás 2015-2016 a 2022-2023 cativou os montantes relativos ao montante total em dívida dos ajustamentos extraordinários da atividade de Compra de Venda de gás, a recuperar pela parcela II da tarifa de UGS que, no seu total, corresponde a cerca de 66 milhões de euros.

No Quadro 2-9 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023, relativo aos desvios de energia da atividade de Comercialização de último recurso retalhista não contemplados no mecanismo de alisamento, previsto na Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho.

Quadro 2-9 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023

Unidade: 10^3 EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos t-1 e t-2 CUR	-645
Total	**-645**

Nos Quadro 2-10 e Quadro 2-11 podemos visualizar os valores transferidos para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema dos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m^3 e abaixo ou igual a 10 000 m^3.

Quadro 2-10 - Transferências para a UGS II≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023

Unidade: 10^3 EUR

Transferências para a UGS II≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-69
Total	**-69**

Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023

Unidade: 10^3 EUR

Transferências para a UGS II>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-576
Total	**-576**

- *Transferências de fornecimento de MP para AP*

A ERSE introduziu a possibilidade dos consumidores ligados em média pressão optarem pela tarifa de Alta Pressão, se consumirem anualmente uma quantidade de gás superior a 50 milhões m^3.

O diferencial de receitas dos Operador de Rede de Distribuição resultante da faturação do acesso às redes em alta pressão a clientes ligados em média pressão passou, a ser recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema[25] e posteriormente transferido para o ORD respetivo, estando previsto no n.º 6 do artigo 106.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 2-12 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023

Unidade: 10^3 EUR

Transferências do ORT para o ORD	**Valor**
Transferências de fornecimento de MP para AP	5 869
Total	**5 869**

– *Sistema de compensação entre operadores regulados*

A ERSE criou um sistema de compensação dos operadores regulados para garantir a recuperação dos proveitos permitidos num contexto de uniformidade tarifária a nível do território português.

O sistema consiste em determinar quais os operadores que têm a receber, quais os que têm de pagar, bem como os montantes em causa, procedendo a ERSE à publicação, juntamente com as tarifas anuais dos respetivos valores a pagar e a receber por cada um dos ORD e dos CUR.

Refira-se que as compensações entre operadores da mesma atividade, isto é, entre ORD e entre CUR, deverão ser efetuadas de acordo com os quadros publicados pela ERSE em valor absoluto.

OUTROS FATORES NÃO DIRETAMENTE DEPENDENTES DA AÇÃO DO REGULADOR OU DAS EMPRESAS

– *Processos Judiciais propostos contra decisões do regulador*

A ERSE foi citada, por carta registada de 9 de novembro de 2010, de uma ação administrativa especial (processo n.º 2393/10.2BELSB), a correr termos no Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, proposta

[25] Até ao ano gás 2018-2019 o valor era recuperado pela tarifa de Uso da Rede de Transporte.

pelas empresas concessionárias de distribuição de gás, Beiragás, Lisboagás GDL, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás (Autoras) contra a entidade reguladora. Na petição inicial, as Autoras solicitam, nomeadamente, a anulação da decisão de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem no ano gás de julho de 2010 a junho de 2011 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, invocando questões relacionadas com a componente de custos com capital dos proveitos permitidos e com o alegado direito a reavaliações sucessivas dos ativos regulados. Mais peticionando a indemnização dos danos a liquidar em execução de sentença correspondente às despesas que as Autoras vierem a suportar

Posteriormente, a ERSE foi notificada, em 26 de setembro de 2011, no âmbito do processo em curso acima referido, de um requerimento onde as Autoras pedem a modificação objetiva da instância, solicitando a incorporação nos valores das tarifas de 2011-2012 da compensação pelos prejuízos que as mesmas alegadamente sofreram em virtude da fixação das tarifas e preços a vigorarem no ano gás de julho de 2010 a junho de 2011.

Por carta registada de 10 de fevereiro de 2012, foi a ERSE citada no âmbito de uma nova ação administrativa especial proposta no mesmo Tribunal pelas mesmas Autoras (processo n.º 2879/11.1BELSB), impugnando a decisão de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem no ano gás de julho de 2011 a junho de 2012 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, invocando, no essencial, os mesmos fundamentos da anterior ação.

As mesmas Autoras voltaram a impugnar, com idênticos fundamentos, as decisões de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem no ano gás de julho de 2012 a junho de 2013 e no ano gás de julho de 2013 a junho de 2014 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, das quais a ERSE foi citada, por cartas registadas de 6 de novembro de 2012 e de 12 de dezembro de 2013, no âmbito de novas ações administrativas especiais a correrem no mesmo Tribunal (processo n.º 2681/12.3BELSB e processo n.º 2780/13.4BELSB, respetivamente).

Por se encontrarem em estados do processo idênticos, foi judicialmente determinada a apensação ao processo n.º 2393/10.2BELSB das posteriores ações (processos n.º 2879/11.1BELSB; n.º 2681/12.3BELSB e n.º 2780/13.4BELSB). Na sequência de despacho do Tribunal de 09.02.2022, a audiência de julgamento teve início a 18/02/2022 e as suas sessões ainda decorrem.

Relativamente aos anos de 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021 a ERSE foi citada de novas ações administrativas a correrem no mesmo Tribunal (processos n.º 2536/14.7BELSB, n.º 2395/15.2BELSB,

n.º 2166/16.9BELSB, n.º 2493/17.8BELSB, n.º 1716/18.0 BELSB e n.º 1828/19.3BELSB, n.º 1873/20.6BELSB e n.º 2086/21.5BELSB, respetivamente) em que as mesmas Autoras replicam os fundamentos das anteriores ações para peticionarem anualmente a anulação das decisões de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem desde o ano gás de julho de 2014 a junho de 2015 até ao ano gás de outubro de 2021 a setembro de 2022, referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão.

A ERSE deduziu tempestivamente contestação no âmbito de cada uma das referidas ações, nas quais especificou exceções e expôs as razões de facto e de direito que se opõem às pretensões das Autoras. Todas estas ações (propostas entre 2014 e 2021) encontram-se na mesma fase processual (final da fase dos articulados), pelo que foi solicitada pelas Autoras, por Requerimento datado de 14/01/2020, efetuado no âmbito do processo n.º 2536/14.7BELSB a apensação de todos os processos. Aguarda se a decisão do Tribunal sobre a referida apensação em relação a todos os processos, com exceção do Processo n.º 2395/15.2BELSB cuja apensação já foi deferida.

A eventual procedência das pretensões das Autoras, tal como estas as configuram, implicaria um acréscimo nos proveitos permitidos dos ORD no ano gás 2021-2022 com um impacto global entre 238 milhões de euros e 329 milhões de euros, dependendo do cenário adotado.

Quadro 2-13 - Efeito da reavaliação sucessiva e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos "Impacte global nos proveitos permitidos e tarifas"

Primeiro cenário - Efeito das reavaliações sucessivas e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos

Cenário	Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2021-2022		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)	Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%) com variação de 0,21%
		milhares de €	em %		
A	12,3%	238 213	136,5%	61,1%	61,4%

Segundo cenário - Efeito das reavaliações sucessivas e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos

Cenário	Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2021-2022		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)	Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%) com variação de 0,21%
		milhares de €	em %		
B	30,6%	328 892	188,5%	84,3%	84,7%

Assim, no primeiro quadro é apresentado um primeiro cenário, em que se considera como inflação o IPC sem habitação no Continente, conduzindo a um fator de reavaliação de 12,3%. No segundo cenário, é utilizado um deflator de 2% ao ano para os anos de 2008 ao 1.º semestre de 2022 inclusive, conduzindo a um fator de reavaliação de 30,6%.

Esta pretensão, para além destes impactes, teria impactes cumulativos em cada um dos períodos regulatórios seguintes, isto é, a cada três anos, sendo o impacte até ao final do prazo das concessões estimado num mínimo de 1 096 milhões de euros de proveitos vincendos.

2.2 ATIVIDADES REGULADAS

Seguidamente, apresenta-se uma síntese para cada empresa regulada do setor do gás: i) das metodologias de regulação aplicadas nas suas respetivas atividades reguladas, ii) dos principais custos sujeitos a regulação, iii) dos parâmetros em vigor e iv) das tarifas que recuperam os proveitos.

Quadro 2-14 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2020 a 2023	Recuperação de proveitos
REN Atlântico, SA Operador do Terminal de GNL	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	OPEX: a) Regulação por Price Cap (Indutores de custos: energia regaseificada + consumo de energia ativa) b) Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois. CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos[2] b) Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois.	OPEX e CAPEX	Fator de eficiência de 2% ao ano para a variação dos custos de eletricidade Fator de eficiência de 2% ao ano para a variação das rúbricas do OPEX Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às *yields* das OT	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL)
REN Armazenagem , SA Armazenamento Subterrâneo de gás	Armazenamento Subterrâneo de gás	OPEX: a) Regulação por Price Cap (Indutor de custos: Energia injetada / energia extraída) b) Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos[2] b) Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	OPEX e CAPEX	Fator de eficiência de 3% ao ano para a variação do OPEX Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às *yields* das OT	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo
ADENE Operador Logístico de Mudança de Comercializador	Operação Logística de Mudança de Comercializador	Regulação por Price-cap ao nível do OPEX + Remuneração dos ativos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos.	OPEX e CAPEX	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2020 a 2023	Recuperação de proveitos
REN Gasodutos, SA Operador da rede de transporte (ORT)	Transporte de gás	OPEX: a) Regulação por Price Cap (Indutor de custos: capacidade de utilização na ótica comercial) b) Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos[2] b) Custos aceites c) Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	OPEX e CAPEX; Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás dos anos s-2 a s	Fator de eficiência de 3% para a variação do OPEX Custos com transporte de GNL por rodovia para UAG's - custos eficientes Base de ativos a custos históricos[2] Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às *yields* das OT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
	Gestão Técnica Global do SNG	OPEX: a) Regulação por Revenue Cap na componente controlável e custos aceites nos restantes b) Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos[2] b) Custos aceites c) Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos da gestão técnica global do SNG; Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; ERSE e AdC; Diferencial positivo ou negativo para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR; Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível das atividades de terminal de GNL e de armazenamento subterrâneo; Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados; Custos com a campanha de informação e esclarecimento dos consumidores de gás; Custos do gestor logístico das UAG; Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTGN, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infraestruturas; Mecanismo de sustentabilidade do SNG Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP	Fator de eficiência de 2% para a variação da componente de custos controláveis do OPEX Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às *yields* das OT	Tarifa de Uso Global do Sistema
	Operação Logística de Mudança de Comercializador	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador: *pass through* de custos Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos pelo uso da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador		Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
Transgás, SA Comercializador de último recurso grossista	Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento, do comercializador de SNG, para fornecimento aos CUR	Custos aceites Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com aquisição do gás natural ao CSNG. Custos com utilização de infraestruturas, terminal, armazenamento subterrâneo, transporte, custos de exploração do CSNG e custos de imobilização das reservas estratégicas. Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.		Tarifa de Energia
	Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, para fornecimento aos CUR	Custos aceites Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com aquisição do gás natural. Custos com utilização de infraestruturas, terminal, armazenamento subterrâneo, transporte e custos de imobilização das reservas estratégicas. Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.	Custos de funcionamento afetos a esta atividade aceites pela ERSE Incentivo para a progressiva aquisição de gás natural em mercado	Tarifa de Energia
	Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos CUR	Custos aceites Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com a aquisição de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono. Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.		Tarifa de Energia

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2020 a 2023	Recuperação de proveitos	
6 empresas concessionárias[3] 5 empresas licenciadas[4] Operadores da rede de Distribuição (ORD)	Distribuição de gás	OPEX: a) Regulação por price cap (Indutores de custos: n.º pontos de abastecimento + quantidade de gás distribuída) b) Ajustamentos, provisório1 ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos2 b) Regulação por custos aceites c) Ajustamento da base de ativos	OPEX + CAPEX Compensação por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição. Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP. Reavaliação inicial.	Fator de eficiência entre 2% e 5% ao ano para a variação da componetes de custos controláveis do OPEX Base de ativos a custos históricos[2] Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às *yields* das OT	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	
	UGS	Proveitos a recuperar por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema: *pass through* de custos Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos decorrentes das parcelas I, II> e II< do uso global do sistema. Compensação pela aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema. Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória.		Tarifa de Uso Global do Sistema	
	URT	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte: *pass through* de custos Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos pelo uso da rede de transporte. Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.		Tarifa de Uso da Rede de Transporte	
	OLMC	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador: *pass through* de custos Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos pelo uso da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador Compensação pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador		Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	
6 empresas concessionárias[3] 5 empresas licenciadas[4] Comercializadores de último recurso (CUR)	Compra e Venda de gás	Custos aceites Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com aquisição do gás ao CURG, em mercados organizados ou através de contratação bilateral, para satisfazer os fornecimentos aos clientes Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.		Tarifa de Energia	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Compra e Venda do Acesso à RNTG e à RNDG	*Pass through* de custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição; d) tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador			Tarifas de Acesso: Uso Global do Sistema Uso da Rede de Transporte Uso da Rede de Distribuição Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	
	Comercialização de gás	OPEX: a) Regulação por Price Cap (Indutor de custos: número de clientes) *b)* Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	OPEX Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o prazo médio de recebimentos Proveito adicional estabelecido na licença de comercialização de 4€ por cliente, reportado ao início do período de regulação (empresas concessionadas).	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras, indexada às *yields* das OT Fator de eficiência de 2% ao ano para a variação da componente de custos controláveis do OPEX	Tarifa de Comercialização	

1. Opcional.
2. Na regulação da base de activos a custos históricos considera-se a remuneração e a amortização do exercício. No caso das empresas de distribuição de gás, o ativo foi sujeito a uma reavaliação inicial nos termos dos respetivos contratos de concessão e licenças de distribuição.
3. Beiragás, Lisboagás GDL, Lusitaniagás, REN Portgás Distribuição, Setgás e Tagusgás.
4. Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.
5. Beiragás, Lisboagás Comercialização, Lusitaniagás Comercialização, EDP Gás, Setgás Comercialização, Tagusgás e distribuidores licenciados referidos no ponto anterior.

2.3 PROVEITOS PARA CADA ATIVIDADE

Neste ponto são apresentados por atividade os valores dos proveitos do ano gás 2022-2023, comparando-os com os valores definidos no ano anterior.

A revisão regulamentar do setor do gás, efetuada em 2019, introduziu alterações significativas ao nível do cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas. As tarifas passaram a ser aplicadas no período compreendido entre 1 de outubro do ano s e 30 de setembro do ano s+1. Por esta razão, a ponderação efetuada aos proveitos definidos para cada ano civil (s e s+1) que compõem os proveitos permitidos do ano gás foi alterada, passando a ser feitos na proporção de 25% dos proveitos de s e de 75% dos proveitos de s+1, para determinação do proveito permitido do ano gás.

Para a fundamentação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás", da "Caracterização da procura de gás no ano gás 2022-2023", que acompanham este documento, bem como o documento "Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023", de maio de 2019.

No documento de "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás" descrevem-se os principais pressupostos que serviram de base ao cálculo dos proveitos, bem como as opções tomadas relativamente aos valores estimados e previsionais enviados pelas empresas reguladas para os custos e para os investimentos. Apresentam-se, igualmente, os valores dos ajustamentos aos proveitos, com os cálculos dos desvios ocorridos entre os valores previstos para tarifas, os valores faturados pelas empresas dois anos antes e as estimativas consideradas dos valores a faturarem no ano anterior.

No documento da "Caracterização da procura de gás no ano gás 2022-2023", a análise da procura de gás prevista para o ano tarifário tem incidência na definição dos custos previstos (de que a aquisição de energia primária é um exemplo) e no cálculo dos preços das várias tarifas, cujo nível tarifário deve recuperar os proveitos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determina a utilização esperada para o ano gás das diversas infraestruturas do sistema de gás, bem como uma caracterização de quantidades previstas associadas a cada variável de faturação.

2.3.1 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Apresenta-se no Quadro 2-15 a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2022-2023 e os do ano gás 2021-2022. Observa-se um decréscimo significativo dos proveitos permitidos para esta atividade, devido ao aumento do valor dos ajustamentos a devolver pelo operador do terminal de GNL aos consumidores de gás e, principalmente, devido ao valor dos prémios de leilão a reverter para a tarifa. Para mitigar este impacto, o Terminal de GNL recuperará em tarifas de 2022-2023 uma parte significativa de proveitos da atividade de GTGS, através do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários.

Quadro 2-15 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2021-2022	Proveitos permitidos 2022-2023	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
a	Custos com capital afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	26 351	27 199	848	3,2%
b=1+2*3+4*5	Custos de exploração afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	11 391	16 656	5 265	46,2%
1	*Componente fixa dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL*	3 901	3 897	-3	-0,1%
2	*Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/GWh)*	*0,025149*	*0,025129*	*-0,000021*	*-0,1%*
3	*Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)*	58 661	59 340	679	1,2%
4	*Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)*	*0,087602*	*0,172536*	*0,084934*	*97,0%*
5	*Consumo de energia ativa (MWh)*	68 664	65 306	-3 358	-4,9%
c	Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0	0	0	-
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"				
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturase às Interligações	10 350	14	-10 336	
f	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread				
g	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread				
h	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1	4 498	19 784	15 286	-
i	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	416	13 846	13 430	-
j=a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i	**Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL**	**22 478**	**10 212**	**-12 267**	**-54,6%**
k	Desvios positivos ou negativos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	0	-12 402	-12 402	-
l=j-k	**Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL**	**22 478**	**22 613**	**135**	**0,6%**

O cálculo do valor do Mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários a repercutir, no sentido de diminuição, na parcela I da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de Transporte, é efetuado de acordo com o Quadro 2-16.

Quadro 2-16 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2022-2023
a	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano gás t, sem a aplicação do ajustamento de s-1	29 995
b	Quantidades de gás previstas injetar no gasoduto, no ano gás t (GWh)	59 340
c	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, previstos para o ano gás t-1, sem a aplicação do ajustamento de s-1	26 976
d	Quantidades de gás previstas injetar no gasoduto, no ano gás t-1 (GWh)	58 661
e	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito unitário a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás t, e que tome em consideração as principais variáveis de mercado e o equilíbrio do SNGN.	0,51265
f = (((a/b)/(c/d))-(1+e))*a	**Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL**	**-12 402**

2.3.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás é exercida pela REN Armazenagem. O Quadro 2-17 apresenta a comparação entre os proveitos da REN Armazenagem para o ano gás de 2022-2023 e para o ano gás 2021-2022. Verifica-se um comportamento semelhante ao dos proveitos do Terminal de GNL, com o valor dos ajustamentos a devolver aos consumidores a atingir valores bastante elevados, fazendo os proveitos permitidos do operador de armazenamento subterrâneo diminuir consideravelmente. Como forma de mitigar esta situação, além, da não incorporação no cálculo dos proveitos permitidos do ano 2022-2023 dos ajustamentos provisórios referentes ao ano civil 2021, foi ativado o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, com a atividade de Armazenamento Subterrâneo a recuperar em tarifas de 2022-2013 uma parte significativa de proveitos da atividade de GTGS.

Quadro 2-17 - Proveitos da REN Armazenagem

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2021-2022	Proveitos permitidos 2022-2023	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
a	Custos com capital afetos a esta atividade	14 605	14 461	-143	-1,0%
b=1+2*3+4	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	4 277	3 948	-329	-7,7%
1	*Componente fixa (10^3€)*	*2 071*	*2 048*	*-22*	*-1,1%*
2	*Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)*	*0,143717*	*0,142158*	*-0,001559*	*-1,1%*
3	*Energia extraída/injetada (GWh)*	*8 009*	*11 018*	*3 009*	*37,6%*
4	*Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Armazenamento Subterrâneo*	*1 055*	*333*	*-722*	*-68,4%*
c	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	1 113	337	-776	-69,7%
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	0	0	-
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0	0	0	-
f	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2				-
g	Spread no ano s-2, em pontos percentuais				-
h	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1				-
i	Spread no ano s-1, em pontos percentuais				-
j	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, para o ano s-1	0	0	0	-
k	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	1 141	10 940	9 799	859,2%
l	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015	0	0	0	-
m= a+b-c+d+e*(1+f+g)*(1+h+i)-j-k-l	**Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás**	**16 628**	**7 133**	**-9 495**	**-57,1%**
n	Desvios positivos ou negativos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	0	-9 984	-9 984	-
o = m - n	**Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL**	**16 628**	**17 117**	**489**	**2,9%**

O cálculo do valor do Mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários a repercutir, no sentido de diminuição, na parcela I da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de Transporte, é efetuado de acordo com o Quadro 2-16.

Quadro 2-18 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Armazenamento Subterrâneo

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2022-2023
a	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano gás t	7 133
b	Quantidades médias de gás natural previstas armazenar, no ano gás t (GWh/dia)	2 224
c	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, previstos para o ano gás t-1	16 628
d	Quantidades médias de gás natural estimadas armazenar, no ano gás t-1 (GWh/dia)	1 805
e	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito unitário a recuperar por aplicação da tarifa de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, e que tome em consideração as principais variáveis de mercado e o equilíbrio do SNGN.	-0,74800
f = (((a/b)/(c/d))-(1+e))*a	**Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural**	**-9 984**

2.3.3 OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A Diretiva 2003/55/CE, de junho de 2003, estabeleceu as regras comuns para o mercado interno do gás natural e revogou a Diretiva 98/30/CE. Esta Diretiva acelerou a abertura do mercado do gás natural, proporcionando o direito de escolha de fornecedor a todos os clientes, o mais tardar a partir de 1 de julho de 2007. Assim, com a liberalização do mercado, os consumidores têm desde 2007 a possibilidade de escolherem o seu fornecedor de gás, podendo para o efeito e dentro de determinadas condições mudar de comercializador. Esta possibilidade iniciou-se em janeiro de 2007 para os produtores de eletricidade em regime ordinário e alargou-se progressivamente até janeiro de 2010 aos restantes consumidores.

Em face da liberalização, a legislação de bases do setor desde 2006 previu a figura do operador de mudança de comercializador cuja atividade, por falta de regulamentação autónoma, foi atribuída transitoriamente ao operador da rede de transporte de gás.

Esta situação foi alterada pela publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de eletricidade e gás, tendo sido atribuída à ADENE – Agência para a Energia.

O Quadro 2-19 apresenta os proveitos para o ano gás de 2022-2023 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Quadro 2-19 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2021-2022	Proveitos permitidos 2022-2023	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
A	Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás aceites pela ERSE, previstos para o ano t	439	447	8	1,9%
B	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor do gás que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	0	24	24	-
C	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1.	55	64	10	-
D	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	72	0	-72	-
E =A - B - C - D	**Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador**	**312**	**359**	**47**	**15,0%**

2.3.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

O Quadro 2-20 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2022-2023 da atividade de Gestão Técnica Global do SNG e os do ano gás 2021-2022. A anulação dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG associados à parcela I da tarifa de UGS decorre principalmente da aplicação do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários nas atividades do operador do Terminal de GNL e de Armazenamento Subterrâneo, nas quais serão recuperados os proveitos permitidos da atividade de GTGS e posteriormente transferidos para a REN Gasodutos, que exerce a atividade de GTGS. A variação ocorrida ao nível da parcela II da tarifa de UGS deriva dos ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso.

Quadro 2-20 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2021-2022	Proveitos permitidos 2022-2023	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
A=B+C+D+E+F+G-H-I-J	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	14 217	21 643	7 425	52,2%
B=1+2+3+4-5	Custos da gestão técnica global do SNG	13 024	13 349	326	2,5%
1	Custos com capital afetos a esta atividade	*3 656*	*3 741*	*85*	*2,3%*
2	*Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s*	*3 357*	*3 355*	*-3*	*-0,1%*
3	*Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s*	*1 077*	*1 190*	*113*	*10,4%*
4	*Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás*	*4 934*	*5 197*	*263*	*5,3%*
5	*Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema*	*1*	*133*	*132*	*15021,5%*
C	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	619	308	-311	-50,2%
D	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE	0	0	0	-
E	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0	0	0	-
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	2 710	2 688	-21	-0,8%
G	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	-31	0	31	-100,0%
H	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	2 007	-5 459	-7 466	-
I	Ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, no ano s, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	97	162	65	67,6%
J	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2016 e 2017	0	0	0	-
K=A	**Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNG - UGS I antes da aplicação do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários**	**14 217**	**21 643**	**7 425**	**52,2%**
L	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	0	-12 402	-12 402	-
M	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	0	-9 984	-9 984	-
N	Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	6 262	5 869	-393	-6,3%
O=K+L+M+N	**Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNG - UGS I**	**20 480**	**5 126**	**-15 353**	**-75,0%**
6	Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano gás t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.	-3 240	-645	2 595	-
7	Mediadas de Sustentabilidade do SNG, a repercutir na parcela II menor da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, previstos no ano gás t	0	0	0	-
8	Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	319	311	-8	-2,5%
9	Créditos a devolver aos consumidores pelo comercializador de último recurso retalhista k de acordo com o estabelecido no RT	0	0	0	
10	Créditos a devolver aos consumidores pelo comercializador resultantes de ações judiciais	0	0	0	
P=6+7-8+9+10	**Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNG - UGS II**	**-2 921**	**-334**	**2 587**	**-88,6%**
11	Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTG, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infraestruturas	0	0	0	-
Q=11	**Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNG - Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTG**	**0**	**0**	**0**	**-**
R=O+P+Q	**Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNG**	**17 559**	**4 793**	**-12 766**	**-72,7%**

2.3.5 TRANSPORTE DE GÁS

O Quadro 2-21 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2022-2023 da atividade de Transporte de gás e os do ano gás 2021-2022. Comparativamente ao ano anterior, os proveitos a recuperar pelo ORT decrescem significativamente, face aos elevados ajustamentos de s-2 e de s-1, que incluem a reversão para as tarifas das receitas com prémios de leilão. Verificou-se, uma estabilização do valor do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás dos anos s-2 a s-1.

Quadro 2-21 - Proveitos da atividade de Transporte de gás

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2021-2022	Proveitos permitidos 2022-2023	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
1	Custos com capital afetos a esta atividade	52 086	54 353	2 268	4,4%
2=a+b*c+d+e	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás, aceites pela ERSE	18 259	20 437	2 178	11,9%
a	*Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás*	*7 441*	*7 360*	*-81*	*-1,1%*
b	*Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (103€/GWh/dia)*	*15,594544*	*15,425285*	*-0,169259*	*-1,1%*
c	*Capacidade utilizada-óptica comercial (GWh/dia)*	*304*	*342*	*38*	*12,3%*
d	*Custo de transporte por rodovia de GNL*	*4 917*	*6 171*	*1 254*	*25,5%*
e	*Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás*	*1 156*	*1 633*	*477*	*41,3%*
3	Proveitos da atividade de Transporte de gás que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	1 192	1 701	509	42,7%
4	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	0	0	-
5	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	6 126	72	-6 053	-98,8%
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0%			-
7	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0%			-
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0%			-
9	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0%			-
10	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás, para o ano s-1	9 823	28 854	19 031	193,7%
11	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	12 994	9 666	-3 329	-
12	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015, 2016 e 2017	0	0	0	-
A=1+2-3+4-5*(1+6+7)*(1+8+9)-10-11-12	**Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás**	**40 209**	**34 496**	**-5 712**	**-14,2%**
B	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás dos anos s-2 a s	10 459	10 588	128	-
C=A-B	**Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás**	**29 749**	**23 908**	**-5 841**	**-19,6%**

2.3.6 OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 2-22 apresenta a comparação entre os anos gás de 2022-2023 e 2021-2022, dos proveitos do operador da rede de Transporte a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador. Face ao ano anterior, os proveitos a recuperar pelo ORT apresentam um acréscimo.

Quadro 2-22 - Proveitos de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2021-2022	Proveitos permitidos 2022-2023	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
A = B -C - D	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	312	359	47	15,0%
B	Custos do operador da rede de transporte, decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	312	359	47	15%
C	Valor no ano s do ajustamento do operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano s-1	0	0	0	-
D	Ajustamento no ano s resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2 e os valores pagos ao operador logístico de mudança de comercializador por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2	0	0	0	-
E = A	**Proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador**	**312**	**359**	**47**	**15%**

2.3.7 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

O Quadro 2-23 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás 2022-2023 da atividade de Distribuição de gás e os do ano gás 2021-2022. Observa-se que os proveitos permitidos previstos aumentam cerca de 6%, o que resulta do acréscimo dos custos com capital decorrente: i) do aumento da taxa de remuneração do ativo, ii) da reposição dos ativos não considerados em tarifas 2021-2022 e iii) do incremento do valor do ajustamento definitivo (s-2) a devolver às empresas.

Após a análise do impacto na volatilidade tarifária do valor do ajustamento provisório dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, calculado tendo em conta os valores estimados ocorridos no ano civil de 2021, a ERSE decidiu não fazer refletir nos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023, conforme previsto no n.º 9, do artigo 113.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Os quadros referentes aos proveitos a recuperar pelos operadores de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, da parcela

II< da tarifa de Uso Global do Sistema, da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador são apresentados no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás".

Quadro 2-23 - Variação anual dos proveitos dos operadores da atividade de Distribuição de gás

Unidade: 10^3 EUR

		Beiragás					Dianagás					Duriensegás				
		Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás *t*	4 900	5 285	5 069	5 358	**8%**	1 236	945	1 117	888	**-24%**	3 247	2 700	2 802	2 666	**-17%**
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			2 173	2 337				659	434				1 549	1 417	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			57 364	59 831				9 081	8 996				24 808	24 733	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			5,05%	5,05%				5,05%	5,05%				5,05%	5,05%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 690	3 675	3 644	3 686	**0%**	1 283	1 276	1 266	1 279	**-1%**	1 903	1 887	1 869	1 894	**-1%**
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
E	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	1 148	-165				-202	-173				350	-85			
F=A+B+C-D-E	**Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s**	**7 442**	**9 126**			**23%**	**2 722**	**2 394**			**-12%**	**4 800**	**4 672**			**-3%**
G	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	0	0				0	0				0	0			
H=F-G	**Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2**	**7 442**	**9 126**			**23%**	**2 722**	**2 394**			**-12%**	**4 800**	**4 672**			**-3%**

Unidade: 10^3 EUR

		Lisboagás					Lusitaniagás					Medigás				
		Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás *t*	36 619	38 416	37 979	38 562	**5%**	20 265	21 313	21 092	21 387	**5%**	1 824	1 857	1 916	1 837	**2%**
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			15 226	16 001				8 281	8 562				1 188	1 131	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			450 673	446 865				253 761	254 017				14 423	13 977	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			5,05%	5,05%				5,05%	5,05%				5,05%	5,05%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	25 853	25 602	25 486	25 641	**-1%**	8 901	8 981	8 893	9 011	**1%**	1 209	1 196	1 175	1 203	**-1%**
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
E	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-582	-1 976				-5 823	-2 213				-95	-232			
F=A+B+C-D-E	**Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s**	**63 053**	**65 994**			**5%**	**34 989**	**32 507**			**-7%**	**3 128**	**3 285**			**5%**
G	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	112	79				4 759	4 466				0	0			
H=F-G	**Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2**	**62 941**	**65 915**			**5%**	**30 230**	**28 041**			**-7%**	**3 128**	**3 285**			**5%**

Unidade: 10^3 EUR

		Paxgás					REN Portgás Distribuição					Setgás				
		Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás *t*	525	588	584	590	**12%**	37 485	41 346	40 163	41 740	**10%**	11 297	12 099	11 964	12 144	**7%**
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			366	385				15 675	16 887				4 733	4 894	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			4 304	4 062				485 039	492 290				143 235	143 616	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			5,05%	5,05%				5,05%	5,05%				5,05%	5,05%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	487	487	481	488	**0%**	13 122	13 217	13 042	13 275	**1%**	6 253	6 210	6 165	6 225	**-1%**
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
E	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	64	-74				3 220	-297				-31	-278			
F=A+B+C-D-E	**Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s**	**948**	**1 149**			**21%**	**47 386**	**54 859**			**16%**	**17 581**	**18 588**			**6%**
G	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	0	0				923	865				469	459			
H=F-G	**Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2**	**948**	**1 149**			**21%**	**46 463**	**53 995**			**16%**	**17 112**	**18 128**			**6%**

Unidade: 10^3 EUR

		Sonorgás					Tagusgás					Total				
		Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2021-2022	Tarifas 2022-2023	2022	2023	Variação % 20-21/21-22
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás *t*	10 033	11 982	10 905	12 341	**19%**	6 757	7 190	7 045	7 239	**6%**	134 188	143 722	140 636	144 751	**7%**
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			6 606	7 331				3 037	3 188				59 494	62 568	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			85 146	99 238				79 397	80 226				1 607 233	1 627 850	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			5,05%	5,05%				5,05%	5,05%				5,05%	5,05%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	4 530	4 560	4 371	4 623	**1%**	3 390	3 376	3 362	3 381	**0%**	70 620	70 468	69 755	70 705	**0%**
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
E	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-262	745				-157	39				-2 370	-4 709			
F=A+B+C-D-E	**Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s**	**14 825**	**15 797**			**7%**	**10 304**	**10 528**			**2%**	**207 178**	**218 898**			**6%**
G	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	0	0				0	0				6 262	5 869			
H=F-G	**Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2**	**14 825**	**15 797**			**7%**	**10 304**	**10 528**			**2%**	**200 915**	**213 029**			**6%**

2.3.8 COMPRA E VENDA DE GÁS

O custo unitário médio anual de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2022 e 2023[26] foi de: i) 2,305 cent€/kWh, para 2022 e de ii) 2,264 cent€/kWh, para 2023, ambos considerados à saída. É de salientar que o custo unitário médio definido no cálculo dos proveitos de 2021-2022 foi de 1,76 cent€/kWh. No âmbito do mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de Energia do Setor do Gás, esta foi revista em +0,2 cent€/kWh, a vigorar a partir de 1 de abril de 2022[27] e novamente +0,2 cent€/kWh, a vigorar a partir de 1 de julho de 2022[28].

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda internalizados os designados "Outros custos", que contemplam a utilização das infraestruturas de gás (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás e Transporte de gás), os custos associados à imobilização de gás em reservas estratégicas e obrigatórias, os encargos de neutralidade e os custos de exploração da atividade do Comercializador do SNG. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do gás natural encontra-se explicitada no Regulamento Tarifário e no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG. Os valores considerados para o custo unitário de aquisição do gás natural e para a rubrica "Outros custos" são apresentados no Quadro 2-3.

Quadro 2-24 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás

Unidade: cent€/kWh (Custo unitário à saída da rede de transporte)	2022-2023
Custo unitário total Infraestruturas (cent€/kWh)	0,08968
Encargos de neutralidade	0,00476
Custo GN (Sem custos de ATR, cent€/kWh)	**2,19016**
Custo GN (Incluindo custos de ATR e encargos de neutralidade, cent€/kWh)	**2,28460**

[26] Valores determinados à saída da rede de transporte, considerando a média dos quatro trimestres de cada ano civil.
[27] Diretiva ERSE n.º 4/2022
[28] Diretiva ERSE a publicar em simultâneo com a diretiva referente às tarifas para o ano gás 2022-2023.

Os pressupostos que suportam as previsões para o custo unitário do gás natural e custos das infraestruturas de gás natural encontram-se no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás".

2.3.8.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-25 apresenta os proveitos para o ano gás 2022-2023 do Comercializador de Último Recurso para a função de Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso.

Quadro 2-25 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos Permitidos 2021-2022 (1)	Proveitos Permitidos 2022	Proveitos Permitidos 2023	Proveitos Permitidos 2022-2023 (2)
A	Custos com a aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso, previstos para o ano s	14 324	16 338	14 529	14 981
B	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista				
B	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	319	307	313	311
C	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural, no ano gás *t-1* a incorporar no ano gás *t*	-1 033			1 112
D	Ajustamento no ano gás *t* dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás *t-2*	32			295
E	Ajustamento relativo a t-2 referente aos custos da utilização das infraestruturas e custos de funcionamento a ser recuperado pela parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	-552			-428
F= A+B-C-D-E	**Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás *t***	**16 196**	**16 645**	**14 842**	**14 315**
G	**Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT**	**319**	**307**	**313**	**311**
H	**Ajustamento positivo ou negativo da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t**	**1 553**			**-978**
I	**Juros referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a recuperar nos anos seguintes**	**0**	**0**	**0**	**0**
J	**Ajustamento positivo ou negativo da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a recuperar nos anos seguintes**	**0**	**0**	**0**	**0**
K=F-G-H-I-J	**Proveitos a recuperar da função de Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás *t***	**14 324**	**16 338**	**14 529**	**14 981**

2.3.8.1.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-26 apresenta os proveitos da função de Compra e Venda de gás para o ano gás 2021-2022 e 2022-2023 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual. A variação significativa dos proveitos

permitidos deve-se ao montante excecional do ajustamento da aditividade resultante da atividade de compra e venda dos acessos refletido nas tarifas do ano gás de 2021-2022, em particular nas empresas Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás. Ao nível do custo com a aquisição de gás, a variação prevista de 4% resulta dos seguintes efeitos: uma redução estimada de 19% das quantidades e um incremento de 29% do preço do gás.

Quadro 2-26 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás de Comercializador de Último Recurso retalhista

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2021-2022 (1)											
		Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**EDP Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	807	112	453	2 500	6 103	2 334	241	74	1 305	75	318	14 323
B	Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	-93	-12	-32	-343	-296	-140	-14	-4	-15	-85	-53	-1 085
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	11	8	-24	-11	447	265	1	19	85	71	-44	826
D	Ajustamento no ano gás *t*, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	20	33	234	390	2 198	1 159	66	-127	463	22	68	4 528
E	**Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás previstos para o ano gás t E=A-B-C-D**	**869**	**83**	**275**	**2 463**	**3 754**	**1 050**	**188**	**186**	**772**	**67**	**347**	**10 053**

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2022-2023 (2)											
		Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**EDP Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	741	109	499	2 835	6 139	2 573	204	65	1 372	79	365	14 981
B	Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	-77	-8	-18	-334	-325	-144	-12	-2	-38	-5	-50	-1 013
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	29	-2	-8	-46	-101	-29	1	-4	42	84	31	-3
D	Ajustamento no ano gás *t*, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-268	4	-294	302	258	361	-55	-6	-17	25	7	318
E	**Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás previstos para o ano gás t E=A-B-C-D**	**1 057**	**115**	**818**	**2 913**	**6 307**	**2 385**	**270**	**78**	**1 385**	**-24**	**376**	**15 679**

Unidade: 10^3 EUR

	Variação valor (3)= (2)-(1)											
	Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**EDP Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	-65	-3	46	335	36	240	-38	-9	67	4	47	658
Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	16	4	14	9	-29	-4	1	2	-24	80	4	72
Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	19	-10	17	-35	-548	-294	-1	-23	-42	13	75	-829
Ajustamento no ano gás *t*, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-288	-29	-528	-88	-1 940	-798	-121	120	-480	3	-61	-4 210
Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	**189**	**32**	**544**	**449**	**2 553**	**1 335**	**83**	**-108**	**613**	**-91**	**29**	**5 626**

	Variação % (4) = (2)/ (1)-1											
	Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**EDP Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	-8%	-3%	10%	13%	1%	10%	-16%	-13%	5%	5%	15%	5%
Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1												
Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2												
Ajustamento no ano gás *t*, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas												
Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás previstos para o ano gás t	**22%**	**38%**	**198%**	**18%**	**68%**	**127%**	**44%**	**-58%**	**79%**	**-136%**	**8%**	**56%**

O Quadro 2-27apresenta os proveitos da função de Comercialização de gás do Comercializador de último recurso retalhista para o ano gás 2021-2022 e 2022-2023 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual. A quebra estimada de 5% resulta, essencialmente, da quebra do número de clientes no mercado regulado.

Quadro 2-27 - Proveitos da função de Comercialização de gás do Comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2021-2022 (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	329	66	215	1 620	3 181	1 341	127	37	978	237	272	8 405
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo comparticipado, previsto para o ano gás t	0	0	0	284	0	0	0	0	0	0	0	284
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano gás t	1	0	0	0	37	15	0	0	10	0	4	67
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	48			150	448	179			128		27	980
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás, relativo ao ano s-1	21	5	17	91	60	97	5	-1	20	-154	18	179
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás relativo ao ano s-2	6	1	1	127	316	35	-1	-1	7	6	8	504
G	Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	4	1	5	185	291	18	1	1	12	3	4	524
H	**Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás, previstos para o ano gás *t*** ***H* = A+B+C+D-E-F+G**	**355**	**61**	**201**	**2 022**	**3 582**	**1 420**	**124**	**39**	**1 102**	**389**	**280**	**9 577**

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2022-2023 (2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	313	64	205	1 537	3 019	1 286	117	33	932	205	252	7 962
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo comparticipado, previsto para o ano gás t	0	0	0	273	0	0	0	0	0	0	0	273
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano gás t	0	2	10	0	33	15	3	1	7	0	6	77
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	48			150	448	179			128		26	980
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás, relativo ao ano s-1	-5	-4	-13	30	17	-3	-4	-1	8	-50	-4	-30
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás, relativo ao ano s-2	6	3	1	100	259	38	7	1	39	10	12	478
G	Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	19	2	12	18	226	42	8	1	29	2	6	365
H	**Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás, previstos para o ano gás *t*** ***H* = A+B+C+D-E-F+G**	**379**	**69**	**238**	**1 847**	**3 450**	**1 487**	**125**	**35**	**1 049**	**246**	**283**	**9 208**

Unidade: 10^3 EUR

	Variação valor (3)= (2)-(1)											
	Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**EDP Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	-16	-3	-10	-83	-163	-56	-10	-4	-47	-33	-19	-443
Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo comparticipado, previsto para o ano gás t				-11								-11
Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano gás t	-1	2	9	0	-4	0	2	1	-3	0	2	9
Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	0					0						0
Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-26	-9	-30	-61	-43	-100	-9	0	-12	104	-22	-209
Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	0	3	0	-26	-57	3	9	3	32	5	3	-26
Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	15	2	7	-167	-65	24	7	1	16	-1	2	-159
Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás *t* G= A+B+C+D-E-F	**24**	**8**	**36**	**-175**	**-132**	**66**	**1**	**-4**	**-53**	**-143**	**3**	**-369**

	Variação % (4) = (2)/ (1)-1											
	Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**EDP Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	-5%	-4%	-5%	-5%	-5%	-4%	-8%	-10%	-5%	-14%	-7%	-5%
Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo comparticipado, previsto para o ano gás t	-	-	-	-4%	-	-	-	-	-	-	-	-4%
Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano gás t	-	-	2492%	-	-11%	0%	2425%	32621%	-33%	-	67%	14%
Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	0%	-	-	0%	0%	0%	-	-	0%	-	-2%	0%
Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-	-	-	-67%	-71%	-	-	-	-61%	-	-	-
Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	5%	371%	-16%	-21%	-18%	8%	-	-	453%	86%	40%	-5%
Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	389%	303%	155%	-90%	-22%	138%	1192%	71%	133%	-45%	46%	-30%
Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás *t*	**7%**	**13%**	**18%**	**-9%**	**-4%**	**5%**	**1%**	**-11%**	**-5%**	**-37%**	**1%**	**-4%**

2.3.9 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos em cada uma das atividades do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, do operador de armazenamento subterrâneo de gás, do operador logístico de mudança de comercializador, do operador da rede de transporte de gás, dos operadores das redes de distribuição de gás, do Comercializador de último recurso grossista e dos Comercializadores de último recurso.

O Quadro 2-28 apresenta os parâmetros a vigorar nos anos civis 2022 e 2023 cujos racionais para a sua fixação encontram-se no documento , "Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023", de maio de 2019.

Quadro 2-28 - Parâmetros a vigorar em 2022-2023

Parâmetro	Valor adotado para 2022	Descrição	RT em vigor
r_{RAR}	4,85%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, em percentagem	Art.º 101.º
r_{AS}	4,85%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, em percentagem	Art.º 102.º
r_{GTGS}	4,85%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNG, em percentagem	Art.º 105.º
r_{T}	4,85%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Transporte de gás, em percentagem	Art.º 106.º
r_{D}	5,05%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 113.º
FCE_{RAR}	Quadro 2-29	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento de GNL	Art.º 101.º
VCE_{RAR}^{IPIB}	Quadro 2-29	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento	Art.º 101.º

Parâmetro	Valor adotado para 2022	Descrição	RT em vigor
		indexado à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	
VCE^{μ}_{RAR}	Quadro 2-29	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com variação não indexada à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 101.º
$X_{FCE_{\mathbf{RAR}}}$	2%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em percentagem	Art.º 101.º
$X^{IPIB}_{VCE_{RAR}}$	2%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do IPIB, em percentagem	Art.º 101.º
$X^{\mu}_{VCE_{RAR}}$	2%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento não indexado à taxa de variação do IPIB, em percentagem	Art.º 101.º
$z_{RAR_{s-n}}$	50%	Percentagem de receitas obtidas através de prémios de leilão de capacidade, não deduzidos aos proveitos no ano s-n a recuperar no ano s	Art.º 101.º
y^{OT}_{t}	0,51265	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás t, tendo em conta a evolução do mercado e o equilíbrio do SNG	Art.º 101.º
FCE_{AS}	Quadro 2-30	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 102.º
VCE_{AS}	Quadro 2-30	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 102.º
$X_{FCE_{\mathbf{AS}}}$	3%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 102.º
$X_{VCE_{\mathbf{AS}}}$	3%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 102.º

Parâmetro	Valor adotado para 2022	Descrição	RT em vigor
y_t^{OAS}	-0,74800	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito a recuperar por aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, no ano gás t, tendo em conta a evolução do mercado e o equilíbrio do SNG	Art.º 102.º
-	Quadro 2-31	Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás aceites pela ERSE, no ano t	Art.º 103.º
CEE_{GTGS}	Quadro 2-32	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência, da atividade de Gestão Técnica Global do SNG	Art.º 105.º
$X_{CE_{GTGS}}$	2%	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, em percentagem	Art.º 105.º
FCE_T	Quadro 2-33	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás	Art.º 106.º
VCE_T	Quadro 2-33	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás	Art.º 106.º
X_{FCE_T}	3%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás, em percentagem	Art.º 106.º
X_{VCE_T}	3%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás, em percentagem	Art.º 106.º
K_s^{ORT}	20%	Valor que limita a aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás na atividade de Transporte, em percentagem	Art.º 106.º
FCE_D^k	Quadro 2-34	Componentes fixas dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás do operador da rede de distribuição k, no ano s *(em milhares de euros)*	Art.º 113.º
VCE_D^k	Quadro 2-34	Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás do operador da rede de distribuição k, no ano s (a aplicar à energia distribuída*)*	Art.º 113.º

Parâmetro	Valor adotado para 2022	Descrição	RT em vigor
X^{k}_{FCED}	Quadro 2-34	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás do operador da rede de distribuição k, em percentagem	Art.º 113.º
X^{k}_{VCED}	Quadro 2-34	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás do operador da rede de distribuição k, em percentagem.	Art.º 113.º
$FCE^{CURk}_{C,}$	Quadro 2-35	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 130.º
$V^{CURk}_{C,}$	Quadro 2-35	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 130.º
$X^{CUR_k}_{C,F}$	2%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 130.º
$X^{CUR_k}_{C,V}$	2%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 130.º
r^{CUR_k}	5,05%	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às atividades do Comercializador de último recurso	Art.º 130.º

Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2022-2023

	2022	2023
Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento de GNL (10^3€)	3 871	3 906
Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (€/GWh)	0,024960	0,025185
Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com variação não indexada à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (€/kWh)	0,172536	0,172536

Quadro 2-30 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2022-2023

	2022	2023
Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás (10^3€)	2 050	2 048
Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás (€/GWh)	0,142264	0,142122

Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador a vigorar no ano gás 2022-2023

	2022	2023
Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás aceites pela ERSE (10^3 EUR)	437	450

Quadro 2-32 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do SNG a vigorar no ano gás 2022-2023

	2022	2023
Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência, da atividade de Gestão Técnica Global do SNG (10^3€)	3 332	3 362

Quadro 2-33 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás a vigorar no ano gás 2022-2023

	2022	2023
Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás (10^3€)	7 366	7 358
Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás (10^3€/GWh/dia)	15,436863	15,421426

Quadro 2-34 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2022-2023

2022	Componentes fixas dos custos de exploração	Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração		Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração
	10^3 Eur	10^3 €/MWh	10^3 €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 472,342	0,000480	0,029418	3,0	3,0
Dianagás	437,966	0,002275	0,058766	3,0	3,0
Duriensegás	648,920	0,001211	0,029073	2,5	2,5
REN Portgás Distribuição	5 138,385	0,000251	0,014820	2,5	2,5
Lisboagás	10 272,183	0,000806	0,021507	2,5	2,5
Lusitaniagás	3 484,326	0,000149	0,016898	2,5	2,5
Medigás	413,837	0,001626	0,023736	2,0	2,0
Paxgás	163,648	0,004530	0,037233	2,0	2,0
Setgás	2 443,029	0,000473	0,015888	2,5	2,5
Sonorgás	1 583,432	0,003986	0,076390	5,0	5,0
Tagusgás	1 328,274	0,000342	0,036929	4,0	4,0

2023	Componentes fixas dos custos de exploração	Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração		Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração
	10^3 Eur	10^3 €/MWh	10^3 €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 470,870	0,000480	0,029389	3,0	3,0
Dianagás	437,528	0,002273	0,058707	3,0	3,0
Duriensegás	651,516	0,001216	0,029189	2,5	2,5
REN Portgás Distribuição	5 158,939	0,000252	0,014879	2,5	2,5
Lisboagás	10 313,272	0,000809	0,021593	2,5	2,5
Lusitaniagás	3 498,263	0,000150	0,016966	2,5	2,5
Medigás	417,562	0,001641	0,023950	2,0	2,0
Paxgás	165,121	0,004571	0,037568	2,0	2,0
Setgás	2 452,801	0,000475	0,015952	2,5	2,5
Sonorgás	1 550,180	0,003902	0,074786	5,0	5,0
Tagusgás	1 313,663	0,000338	0,036523	4,0	4,0

Quadro 2-35 - Parâmetros do Comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2022-2023

2022	**Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás**		**Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Comercialização**	
	10^3 EUR		**€/Clientes**	
	< 10 000m³	**> 10 000m³**	**< 10 000m³**	**> 10 000m³**
Beiragás	103,945	0,420	20,56701	32,94781
Dianagás	20,665	0,075	24,02136	44,09211
Sonorgás	35,771	0,000	145,65472	0,00000
Duriensegás	66,546	0,289	21,54509	115,05759
Lisboagás	1005,450	2,203	21,98715	33,98409
Lusitaniagás	422,212	1,032	22,84365	43,77137
Medigás	39,104	0,259	18,17034	269,11991
Paxgás	10,717	0,297	15,59591	553,80618
EDP Gás SU	528,946	3,633	34,68183	89,66808
Setgás	318,502	0,603	23,85607	51,69639
Tagusgás	88,583	0,440	31,89973	71,98748

2023	**Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás**		**Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Comercialização**	
	10^3 EUR		**€/Clientes**	
	< 10 000m³	**> 10 000m³**	**< 10 000m³**	**> 10 000m³**
Beiragás	104,880	0,424	20,75200	33,24400
Dianagás	20,851	0,076	24,23800	44,48900
Sonorgás	36,093	0,000	146,96600	0,00000
Duriensegás	67,145	0,291	21,73900	116,09300
Lisboagás	1014,499	2,223	22,18500	34,29000
Lusitaniagás	426,012	1,041	23,04900	44,16500
Medigás	39,456	0,261	18,33400	271,54200
Paxgás	10,813	0,299	15,73600	558,79000
EDP Gás SU	533,706	3,666	34,99400	90,47500
Setgás	321,369	0,609	24,07100	52,16200
Tagusgás	89,381	0,444	32,18700	72,63500

2.4 COMPENSAÇÃO E TRANSFERÊNCIAS ENTRE ENTIDADES REGULADAS

2.4.1 COMPENSAÇÕES ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Tal como referido no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás", no Quadro 2-36, apresentam-se os valores anuais das compensações de cada ORD.

Quadro 2-36 - Compensação entre os ORD no ano gás 2022-2023

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < [a]	URT	OLMC	URD	Total ORD
Beiragás	40 299	8 580	4 140	56 950	2 571	98 663	**211 202**
Dianagás	987	-698	1 697	-2 399	-1 106	1 119 222	**1 117 702**
Duriensegás	-3 283	-2 969	5 664	35 826	-2 910	18 666	**50 993**
REN Portgás Distribuição	-77 092	18 646	109 939	-25 502	21 828	-10 756 324	**-10 708 506**
Lisboagás	1 207	-19 334	849	115 190	-54 524	6 875 419	**6 918 806**
Lusitâniagás	-26 703	-9 131	-151 976	-305 441	48 059	-14 420 542	**-14 865 734**
Medigás	1 469	-693	913	-5 157	-4 717	1 218 411	**1 210 225**
Paxgás	1 916	570	2 387	-2 511	-760	653 660	**655 262**
Setgás	23 434	-6 099	-8 849	53 865	-11 624	987 050	**1 037 776**
Sonorgás	64 479	15 553	63 846	63 622	-6 223	11 866 495	**12 067 772**
Tagusgás	-26 713	-4 424	-28 609	15 558	9 408	2 339 282	**2 304 503**
Total	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

(a) A parcela UGS II< não inclui sobreproveito

No Quadro 2-37 apresentam-se os valores anuais das compensações devidas a cada ORD, identificando em linha os ORD recebedores e em coluna os ORD pagadores. No ano gás 2022-2023, as compensações entre os ORD ascendem a 25,6 milhões de euros, sendo que, naturalmente, o seu saldo é igual a 0.

Quadro 2-37 - Compensação entre os ORD no ano gás 2022-2023

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	Lusitaniagás	REN Portgás Distribuição	Total ORD
Beiragás	122 767	88 435	**211 202**
Dianagás	649 695	468 007	**1 117 702**
Duriensegás	29 641	21 352	**50 993**
Lisboagás	4 021 747	2 897 059	**6 918 806**
Medigás	703 477	506 748	**1 210 225**
Paxgás	380 889	274 373	**655 262**
Setgás	603 236	434 540	**1 037 776**
Sonorgás	7 014 726	5 053 046	**12 067 772**
Tagusgás	1 339 556	964 947	**2 304 503**
Total	**14 865 734**	**10 708 506**	**25 574 241**

2.4.2 TRANSFERÊNCIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA PARA OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O sobreproveito será transferido dos CUR para o respetivo ORD. Registe-se que alguns comercializadores apresentam valores nulos do sobreproveito por não preverem ter qualquer cliente no segmento de consumo acima 10 000 m^3 no ano gás 2022-2023.

No Quadro 2-38 apresenta-se o valor estimado do sobreproveito a receber por cada ORD.

Quadro 2-38 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2022-2023

Unidade: EUR

Empresas	Sobreproveito
Beiragás	23 690
Dianagás	0
Duriensegás	0
REN Portgás Distribuição	33 533
Lisboagás	144 114
Lusitâniagás	83 459
Medigás	2 655
Paxgás	0
Setgás	37 510
Sonorgás	0
Tagusgás	30 474
Total	**355 436**

O valor do sobreproveito deverá ser transferido de acordo com as percentagens apresentadas no quadro seguinte, aplicadas aos proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás.

Quadro 2-39 - Transferências do sobreproveito

Unidade: EUR

Pagadores CUR / Recebedores ORD	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	
Beiragás	23 690											23 690
Dianagás		0										0
Duriensegás			0									0
REN Portgás Distribuição				33 533								33 533
Lisboagás					144 114							144 114
Lusitâniagás						83 459						83 459
Medigás							2 655					2 655
Paxgás								0				0
Setgás									37 510			37 510
Sonorgás										0		0
Tagusgás											30 474	30 474
	23 690	**0**	**0**	**33 533**	**144 114**	**83 459**	**2 655**	**0**	**37 510**	**0**	**30 474**	**355 436**
% de faturação do CUR a transferir	3,2%	0,0%	0,0%	1,2%	2,3%	3,2%	1,3%	0,0%	2,7%	0,0%	8,3%	

2.4.3 TRANSFERÊNCIAS ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

2.4.3.1 DIFERENCIAL DE CUSTOS EM MP NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO EM AP

De acordo com o previsto no n.º 8 e n.º 10 do artigo 113.º do Regulamento Tarifário em vigor, a REN Gasodutos deverá transferir para os operadores de rede de distribuição as verbas relativas à transferência de fornecimento de gás em MP para AP. Visto que os proveitos da parcela I da UGS a recuperar pela respetiva tarifa são inferiores aos montantes a transferir, este ano esta compensação será operacionalizada transferindo mensalmente os duodécimos dos valores indicados no Quadro 2-40.

Quadro 2-40 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2022-2023

ORD	Euro
REN Portgás Distribuição	864 818
Lisboagás	78 787
Lusitaniagás	4 466 140
Setgás	459 446
Total	**5 869 191**

2.4.3.2 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

No Quadro 2-41 apresentam-se os descontos previstos para o ano gás 2022-2023 por operador de rede de distribuição no âmbito da tarifa social.

Quadro 2-41 - Descontos previstos para o ano gás 2022-2023, no âmbito da tarifa social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	87 849
Dianagás	15 087
Duriensegás	58 715
REN Portgás Distribuição	778 613
Lisboagás	783 755
Lusitâniagás	347 118
Medigás	35 844
Paxgás	7 914
Setgás	330 134
Sonorgás	47 058
Tagusgás	78 654
Total	**2 570 740**

De acordo com o previsto no artigo 110.º do Regulamento Tarifário em vigor, o operador da rede de transporte deverá transferir com periodicidade mensal para o operador da rede de distribuição k, os montantes previstos relativos ao desconto decorrente da aplicação da tarifa social.

Os montantes suportados pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e comercializadores de mercado apresentam-se seguidamente no Quadro 2-42.

Quadro 2-42 - Repartição do financiamento do desconto decorrente da aplicação da tarifa social pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado, previstos para o ano gás 2022-2023

Unidade: EUR

	Empresas	Tarifa Social
Operador Rede Transporte	REN Gasodutos	1 135 347
Operadores de Rede de Distribuição	Beiragás	15 298
	Dianagás	1 462
	Duriensegás	3 740
	REN Portgás Distribuição	120 714
	Lisboagás	73 246
	Lusitâniagás	145 157
	Medigás	1 638
	Paxgás	300
	Setgás	30 276
	Sonorgás	2 585
	Tagusgás	20 307
Comercializadores de Último Recurso	Beiragás	640
	Dianagás	103
	Duriensegás	422
	EDP Gás SU	2 563
	Lisboagás	5 217
	Lusitâniagás	2 214
	Medigás	199
	Paxgás	58
	Setgás	1 123
	Sonorgás	136
	Tagusgás	297
Comercializadores de mercado	Aldro	988
	AUDAX ES	759
	AUDAX PT	475
	Capwatt	1 852
	Douro Gás Natural	2 449
	EDP Comercial	66 930
	EDPGás COM	150 538
	Endesa	181 359
	Enforcesco	1
	Ezurimbol	3
	G9Telecom	14
	Galp Gás	435 990
	Galp Power	42 929
	Gás Natural fenosa	93 440
	Goldenergy	25 470
	Iberdrola	3 224
	Jafplus	52
	Luzigas	82
	Luzboa	28
	PH Energia	848
	MEO Energia	0
	ROLEAR	209
	Usenergy	55
	Zodivimp	3
	Portulogos	0
TOTAL		**2 570 740**

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2021.

No Quadro 2-43 são apresentados os montantes alocados ao operador da rede de transporte, aos operadores da rede de distribuição, aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores de mercado relativos ao ajustamento do desconto concedido por aplicação da tarifa social de 2020.

Quadro 2-43 – Financiamento, por agente, do ajustamento do desconto concedido por aplicação da tarifa social para 2020[29]

2020 - valor previsto de desconto					2020 - desconto real concedido					Ajustamento provisório de 2020 em T2021-2022 (com juros)	Ajustamento definitivo de 2020 (com juros)
		MWh	%	euros			MWh	%	euros	euros	euros
				1					2	3	4 = (1-2)* (1+Tx_{t-1})*(1+T_{t-2})-3
ORD	Beiragás	1 082 986	0,7%	10 633	ORD	Beiragás	1 082 274	0,7%	12 936	466	-2 787
	Dianagás	86 018	0,1%	845		Dianagás	85 952	0,1%	1 027	37	-221
	Sonorgás	130 320	0,1%	1 280		Sonorgás	127 313	0,1%	1 522	22 100	-22 401
	Duriensegás	251 398	0,2%	2 468		Duriensegás	251 115	0,2%	3 001	-1 388	855
	Lisboagás	4 763 087	2,9%	46 765		Lisboagás	4 760 167	2,9%	56 896	2 049	-12 257
	Lusitaniagás	8 816 047	5,4%	86 557		Lusitaniagás	8 813 136	5,4%	105 340	3 762	-22 687
	Medigás	112 437	0,1%	1 104		Medigás	112 339	0,1%	1 343	49	-289
	Paxgás	18 795	0,0%	185		Paxgás	18 775	0,0%	224	8	-48
	REN Portgás	7 191 731	4,4%	70 609		Portgás	7 372 372	4,5%	88 119	-84 987	67 575
	Setgás	1 909 167	1,2%	18 744		Setgás	1 908 293	1,2%	22 809	66 176	-70 441
	Tagusgás	1 343 438	0,8%	13 190		Tagusgás	1 336 379	0,8%	15 973	652	-3 457
MR	Beiragás	51 816	0,0%	509	MR	Beiragás	51 816	0,0%	619	22	-133
	Dianagás	7 927	0,0%	78		Dianagás	7 927	0,0%	95	3	-20
	Duriensegás	29 154	0,0%	286		Duriensegás	29 154	0,0%	348	12	-75
	Lisboagás	422 328	0,3%	4 146		Lisboagás	422 328	0,3%	5 048	71	-979
	Lusitaniagás	168 869	0,1%	1 658		Lusitaniagás	168 869	0,1%	2 018	6	-369
	Medigás	14 965	0,0%	147		Medigás	14 965	0,0%	179	97	-129
	EDP Gás SU	229 443	0,1%	2 253		EDP Gás SU	229 443	0,1%	2 742	179	-672
	Paxgás	4 836	0,0%	47		Paxgás	4 836	0,0%	58	2	-12
	Sonorgás	11 270	0,0%	111		Sonorgás	11 270	0,0%	135	39	-63
	Setgás	92 494	0,1%	908		Setgás	92 494	0,1%	1 106	5	-204
	Tagusgás	32 269	0,0%	317		Tagusgás	32 269	0,0%	386	14	-83
ML	EDPGás COM	11 288 648	6,9%	110 834	ML	EDPGás COM	11 288 648	6,9%	134 929	4 773	-29 050
	Galp Gás	29 083 331	17,8%	285 544		Galp Gás	29 083 331	17,7%	347 621	12 296	-74 842
	Endesa	7 990 442	4,9%	78 451		Endesa	7 990 442	4,9%	95 506	3 378	-20 562
	Gás Natural fenosa	5 251 777	3,2%	51 563		Gás Natural fenosa	5 251 777	3,2%	62 772	2 220	-13 515
	EDP Comercial	3 829 076	2,3%	37 594		EDP Comercial	3 829 076	2,3%	45 767	1 619	-9 854
	Galp Power	2 798 310	1,7%	27 474		Galp Power	2 798 310	1,7%	33 447	1 183	-7 201
	Goldenergy	1 659 591	1,0%	16 294		Goldenergy	1 659 591	1,0%	19 836	702	-4 271
	Douro Gás Natural	119 025	0,1%	1 169		Douro Gás Natural	119 025	0,1%	1 423	50	-306
	ROLEAR	24 707	0,0%	243		ROLEAR	24 707	0,0%	295	10	-64
	AUDAX PT	6 849	0,0%	67		AUDAX PT	6 849	0,0%	82	3	-18
	AUDAX ES	9 397	0,0%	92		AUDAX ES	9 397	0,0%	112	4	-24
	Iberdrola	137 683	0,1%	1 352		Iberdrola	137 683	0,1%	1 646	58	-354
	Luzigas	1 234	0,0%	12		Luzigas	1 234	0,0%	15	1	-3
	PH Energia	152 508	0,1%	1 497		PH Energia	152 508	0,1%	1 823	64	-392
	Aldro	1 771	0,0%	17		Aldro	1 771	0,0%	21	1	-5
	G9Telecom	2	0,0%	0		G9Telecom	2	0,0%	0	0	0
ORT	REN	74 302 625	45,5%	729 514	ORT	REN	75 251 230	45,7%	899 447	20 078	-191 261
Total		**163 427 772**	**100%**	**1 604 558**	**Total**		**164 539 070**	**100%**	**1 966 668**	**55 815**	**-420 622**

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2019.

Os montantes acima referidos resultam do ajustamento de 2020 calculado de acordo com o quadro seguinte.

[29] Os sinais deste mapa não coincidem com os sinais dos ajustamentos, ou seja, um sinal negativo significa um valor a pagar pelos operadores e sinal positivo significa um valor a receber pelos operadores.

Quadro 2-44 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2020

Unidade: euros

		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor a transferir pelo operador da rede de transporte, para o operador da rede de distribuição k, relativo ao desconto decorrente da aplicação da tarifa Social previsto para o ano s-2	72 083	14 005	40 150	699 267	257 348	26 363	8 809	254 882	181 055	5 686	44 909	1 604 558
B	Desconto concedido pelo ORD k decorrente da aplicação da tarifa social, no ano s-2	49 072	9 435	39 270	443 133	195 080	17 581	5 013	938 995	190 799	29 929	48 360	1 966 668
C=A-B	**Ajustamento resultante da diferença entre os valores transferidos e os custos ocorridos para o ano s-2 no âmbito do desconto decorrente da aplicação da tarifa social**	**23 010**	**4 569**	**880**	**256 134**	**62 268**	**8 782**	**3 796**	**-684 113**	**-9 743**	**-24 243**	**-3 451**	**-362 110**
D	**Valores provisórios relativos a 2020 considerados nas tarifas do ano gás 2021-2022**	**-18 304**	**2 731**	**14 855**	**-49 523**	**17 908**	**13 218**	**635**	**108 480**	**-30 108**	**-9 974**	**5 897**	**55 815**
E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%
F	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%
G = C*(1+E)*(1+F) - D*(1+F)	**Ajustamento resultante da diferença entre os valores recebidos e os custos ocorridos para o ano s-2, no âmbito do desconto decorrente da aplicação da tarifa social, actualizado ao ano s**	**41 524**	**1 863**	**-14 007**	**307 591**	**44 752**	**-4 409**	**3 187**	**-797 696**	**20 374**	**-14 414**	**-9 387**	**-420 622**

No Quadro 2-45 são apresentados os montantes alocados ao operador da rede de transporte, aos operadores da rede de distribuição, aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores de mercado relativos ao ajustamento estimado do desconto concedido por aplicação da tarifa social de 2021.

Quadro 2-45 – Financiamento, por agente, do ajustamento do desconto concedido por aplicação da tarifa social para 2021[30]

2021 - valor previsto de desconto					2021 - desconto estimado conceder					Ajustamento estimado de 2021 (com juros)
		MWh	%	euros 1			MWh	%	euros 2	euros 3 = (1-2)* (1+Tx_{t-1})
	Beiragás	925 650	0,6%	10 473		Beiragás	922 474	0,6%	15 015	-4 553
	Dianagás	88 760	0,1%	1 004		Dianagás	88 497	0,1%	1 440	-437
	Sonorgás	135 091	0,1%	1 529		Sonorgás	134 990	0,1%	2 197	-670
	Duriensegás	234 476	0,1%	2 653		Duriensegás	229 177	0,1%	3 730	-1 080
	Lisboagás	4 437 874	2,8%	50 213		Lisboagás	4 436 472	2,8%	72 210	-22 055
ORD	Lusitaniagás	8 401 540	5,2%	95 060	**ORD**	Lusitaniagás	8 372 168	5,3%	136 270	-41 316
	Medigás	102 872	0,1%	1 164		Medigás	100 527	0,1%	1 636	-473
	Paxgás	19 234	0,0%	218		Paxgás	19 056	0,0%	310	-93
	REN Portgás	7 134 237	4,4%	80 721		Portgás	7 257 388	4,6%	118 125	-37 501
	Setgás	1 863 937	1,2%	21 090		Setgás	1 883 760	1,2%	30 661	-9 596
	Tagusgás	1 241 347	0,8%	14 045		Tagusgás	1 261 460	0,8%	20 532	-6 504
	Beiragás	49 498	0,0%	560		Beiragás	49 498	0,0%	806	-246
	Dianagás	7 670	0,0%	87		Dianagás	7 670	0,0%	125	-38
	Duriensegás	31 323	0,0%	354		Duriensegás	31 323	0,0%	510	-156
	Lisboagás	384 600	0,2%	4 352		Lisboagás	384 600	0,2%	6 260	-1 913
	Lusitaniagás	160 632	0,1%	1 817		Lusitaniagás	160 632	0,1%	2 615	-799
MR	Medigás	13 577	0,0%	154	**MR**	Medigás	13 577	0,0%	221	-68
	EDP Gás SU	184 057	0,1%	2 083		EDP Gás SU	184 057	0,1%	2 996	-916
	Paxgás	4 666	0,0%	53		Paxgás	4 666	0,0%	76	-23
	Sonorgás	9 413	0,0%	107		Sonorgás	9 413	0,0%	153	-47
	Setgás	82 827	0,1%	937		Setgás	82 827	0,1%	1 348	-412
	Tagusgás	26 245	0,0%	297		Tagusgás	26 245	0,0%	427	-131
	EDPGás COM	11 541 161	7,2%	130 584		EDPGás COM	11 541 161	7,3%	187 850	-57 415
	Galp Gás	27 844 300	17,3%	315 048		Galp Gás	27 844 300	17,6%	453 209	-138 519
	Endesa	10 702 633	6,7%	121 096		Endesa	10 702 633	6,8%	174 202	-53 243
	Gás Natural fenosa	4 061 154	2,5%	45 951		Gás Natural fenosa	4 061 154	2,6%	66 102	-20 203
	EDP Comercial	4 284 319	2,7%	48 476		EDP Comercial	4 284 319	2,7%	69 734	-21 313
	Galp Power	2 638 800	1,6%	29 857		Galp Power	2 638 800	1,7%	42 951	-13 127
	Goldenergy	2 247 596	1,4%	25 431		Goldenergy	2 247 596	1,4%	36 583	-11 181
	Douro Gás Natural	140 463	0,1%	1 589		Douro Gás Natural	140 463	0,1%	2 286	-699
	Gás do Mário	409	0,0%	5		Gás do Mário	409	0,0%	7	-2
	ROLEAR	18 249	0,0%	206		ROLEAR	18 249	0,0%	297	-91
	AUDAX PT	30 526	0,0%	345		AUDAX PT	30 526	0,0%	497	-152
	AUDAX ES	40 692	0,0%	460		AUDAX ES	40 692	0,0%	662	-202
ML	Iberdrola	191 090	0,1%	2 162	**ML**	Iberdrola	191 090	0,1%	3 110	-951
	Luzigas	5 917	0,0%	67		Luzigas	5 917	0,0%	96	-29
	PH Energia	42 555	0,0%	481		PH Energia	42 555	0,0%	693	-212
	Aldro	13 223	0,0%	150		Aldro	13 223	0,0%	215	-66
	G9Telecom	399	0,0%	5		G9Telecom	399	0,0%	7	-2
	Enforcesco	4	0,0%	0		Enforcesco	4	0,0%	0	0
	Usenergy	2 667	0,0%	30		Usenergy	2 667	0,0%	43	-13
	Luzboa	3 471	0,0%	39		Luzboa	3 471	0,0%	56	-17
	Zodigas	202	0,0%	2		Zodigas	202	0,0%	3	-1
	Capwatt	177 526	0,1%	2 009		Capwatt	177 526	0,1%	2 890	-883
	Jafplus	2 288	0,0%	26		Jafplus	2 288	0,0%	37	-11
	PT Live	3	0,0%	0		PT Live	3	0,0%	0	0
	Ezurimbol	194	0,0%	2		Ezurimbol	194	0,0%	3	-1
ORT	REN	71 215 053	44,3%	805 773	**ORT**	REN	68 769 166	43,4%	1 119 324	-314 365
Total		**160 744 422**	**100%**	**1 818 765**	**Total**		**158 419 488**	**100%**	**2 578 521**	**-761 726**

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2020.

Os montantes acima referidos resultam do ajustamento de 2021 calculado de acordo com o quadro seguinte.

[30] Os sinais deste mapa não coincidem com os sinais dos ajustamentos, ou seja, um sinal negativo significa um valor a pagar pelos operadores e sinal positivo significa um valor a receber pelos operadores.

Quadro 2-46 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2021

Unidade: 10^3 EUR

		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor a transferidor pelo operador da rede de transporte, para o operador da rede de distribuição k, relativo ao desconto decorrente da aplicação da tarifa Social previsto para o ano s-1	74 000	14 700	48 828	706 412	277 607	28 274	9 375	368 616	221 722	19 716	49 515	1 818 765
B	Desconto estimado conceder pelo ORD k decorrente da aplicação da tarifa social, no ano s-1	67 508	11 343	44 230	656 098	289 493	28 254	5 328	1 079 000	276 969	40 205	80 094	2 578 521
C= A-B	**Ajustamento resultante da diferença entre os valores a transferir e os custos estimados para o ano s-1 no âmbito do desconto decorrente da aplicação da tarifa social**	**6 492**	**3 357**	**4 599**	**50 315**	**-11 885**	**19**	**4 047**	**-710 384**	**-55 247**	**-20 489**	**-30 578**	**-759 755**
D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida de spread	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%	0,259%
E = C*(1+D)	**Ajustamento resultante da diferença entre os valores a transferir e os custos estimados para o ano s-1, no âmbito do desconto decorrente da aplicação da tarifa social, actualizado ao ano s**	**6 509**	**3 366**	**4 610**	**50 445**	**-11 916**	**20**	**4 058**	**-712 227**	**-55 391**	**-20 542**	**-30 658**	**-761 726**

2.4.4 COMPENSAÇÕES E TRANSFERÊNCIAS DOS COMERCIALIZADORES

Os proveitos dos Comercializadores são recuperados através das seguintes parcelas:

- Aplicação das TVCF;
- Compensação pela aplicação da tarifa de Energia;
- Compensação pela aplicação da tarifa de Comercialização;
- Diferencial positivo ou negativo, dos proveitos da função de Comercialização;
- Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás, dos Comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores.

Quadro 2-47 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2022-2023

Unidade: EUR

CUR	Função CVGN CUR		Função Comercialização CUR		Total CUR
	Energia Compens. CUR	UGS II(*) Ajust CVGN t-1 e t-2	Comercialização Compens. CUR	UGS I Equilib. CUR TVCF	
CURg	0	-977 971	0	0	-977 971
Beiragás	-866	297 492	884	67 200	364 710
Dianagás	731	3 555	205	15 575	20 066
Duriensegás	-8 284	307 886	-2 055	44 404	341 951
Lisboagás	21 212	-58 765	7 069	666 142	635 659
Lusitaniagás	10 353	-230 485	-1 759	339 539	117 648
Medigás	10 047	58 704	2 151	-4 837	66 065
Paxgás	2 899	11 266	717	-7 189	7 695
EDP Gás SU	-84 143	59 520	-16 689	961 821	920 510
Setgás	41 929	-15 927	9 693	269 391	305 086
Sonorgás	234	-104 655	-85	211 252	106 745
Tagusgás	5 887	4 382	-133	125 041	135 178
TOTAL	**0**	**-644 997**	**0**	**2 688 339**	**2 043 342**

(*) Inclui a dedução dos montantes dos Créditos de Clientes nos termos do disposto do Artigo 131.º do Regulamento Tarifário.

Sublinhe-se que os valores apresentados no Quadro 2-47 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados no ponto seguinte.

O Quadro 2-48 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

Quadro 2-48 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg		-977 971	**-977 971**
Lisboagás	1 290 076	-231 682	**1 058 393**
EDP Gás SU	945 132	-24 622	**920 510**
Sonorgás	211 167	-104 421	**106 745**
Beiragás	68 084	296 626	**364 710**
Dianagás	15 779	4 286	**20 066**
Duriensegás	42 349	299 602	**341 951**
Medigás	-2 686	68 751	**66 065**
Paxgás	-6 471	14 166	**7 695**
Tagusgás	124 909	10 269	**135 178**
Total	**2 688 339**	**-644 997**	**2 043 342**

Os quadros seguintes apresentam os valores das transferências relativas à UGS I e UGS II, identificando respetivamente os operadores pagadores e os recebedores. Refira-se que, no caso das transferências relativas à UGS II, foram identificados separadamente os valores que respeitam aos ajustamentos dos CUR (Quadro 2-50), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-51).

Quadro 2-49 - Transferências relativas à UGS I

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	REN	Medigás	Paxgás
REN		2 686	6 471
Lisboagás	1 290 076		
EDP Gás Su	945 132		
Sonorgás	211 167		
Beiragás	68 084		
Dianagás	15 779		
Duriensegás	42 349		
Tagusgás	124 909		
Total	**2 697 496**	**2 686**	**6 471**

Quadro 2-50 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	REN	EDP Gás SU	Sonorgás	Lisboagás
REN		24 622	104 421	1 209 653
Beiragás	296 626			
Dianagás	4 286			
Duriensegás	299 602			
Medigás	68 751			
Paxgás	14 166			
Tagusgás	10 269			
Total	**693 700**	**24 622**	**104 421**	**1 209 653**

Quadro 2-51 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	REN
CURg	311 404
Total	**311 404**

No caso concreto do Grupo GALP, os valores a transferir pela Lisboagás às restantes empresas dos respetivos grupos seguirão as seguintes regras:

- para as compensações o valor corresponde ao montante fixado pela ERSE; e
- para as transferências das UGS, o montante corresponde à proporção dos valores no total do agregado a transferir pelos CUR do Grupo GALP, de acordo com o apresentado no Quadro 2-47.

No caso da REN os valores relativos às transferências de UGS I deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação, conforme Quadro 2-52. Os valores relativos às transferências de UGS II são os indicados no Quadro 2-50 e no Quadro 2-51. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir são os indicados no Quadro 2-50, referentes às transferências de UGS II.

Quadro 2-52 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem

	REN UGS I
Lisboagás	25,167%
EDP Gás Su	18,438%
Sonorgás	4,119%
Beiragás	1,328%
Dianagás	0,308%
Duriensegás	0,826%
Tagusgás	2,437%
Total	**52,623%**

O Quadro 2-53 apresenta, por Comercializador de último recurso retalhista, os montantes dos créditos de clientes deduzidos na parcela da UGS II de acordo com o exposto artigo 131.º do Regulamento Tarifário, bem como, os valores brutos das transferências da UGS II sem a dedução desses montantes.

Quadro 2-53 - Montantes dos créditos de clientes deduzidos na parcela II da UGS

Unidade: EUR

Empresa	Montante dos créditos (inclui juros)	Montante da UGS II excluindo os montantes dos créditos
Beiragás	18 564	316 056
Dianagás	2 499	6 054
Duriensegás	11 802	319 687
Lisboagás	226 260	167 495
Lusitaniagás	42 045	-188 440
Medigás	8 022	66 726
Paxgás	1 429	12 696
EDP Gás SU	17 761	77 281
Setgás	28 837	12 910
Sonorgás	1 573	-103 082
Tagusgás	6 280	10 662
TOTAL	**365 071**	**698 044**

2.4.5 TRANSFERÊNCIA ENTRE O OPERADOR DE TERMINAL DE GNL E O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A ERSE introduziu no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 um mecanismo que permite atenuar o impacte dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos unitários por energia regaseificada do Terminal de GNL. Este mecanismo simétrico está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Terminal de GNL relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Terminal de GNL que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGS I, ou da recuperação de parte dos proveitos da tarifa de UGSI através dos Terminal de GNL.

Para o ano gás 2022-2023, o valor do parâmetro é de 0,51265 e permite que 54,8% dos proveitos a recuperar pelo Terminal de GNL sejam transferidos para a tarifa de UGS I. Assim, mensalmente a REN Atlântico deverá transferir para a REN Gasodutos um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-54.

Quadro 2-54 - Transferências entre o operador de terminal de GNL e o operador da rede de transporte

Unidade: EUR

Pagador / Recebedor	REN Atlântico
REN Gasodutos	12 401 598

2.4.6 TRANSFERÊNCIA ENTRE O OPERADOR DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO E O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A ERSE introduziu no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019 um mecanismo que permite atenuar o impacte dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos unitários por energia armazenada do Armazenamento Subterrâneo. Este mecanismo simétrico está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Armazenamento Subterrâneo relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Armazenamento Subterrâneo que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGS I.

Para o ano gás 2022-2023, o valor do parâmetro é de -0,74800 e permite que 58,3% dos proveitos a recuperar pelo operador de Armazenamento Subterrâneo sejam transferidos para a tarifa de UGS I. Assim, mensalmente a REN Armazenagem deverá transferir para a REN Gasodutos um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-55.

Quadro 2-55 - Transferências entre o operador de armazenamento subterrâneo e operador da rede de transporte

Unidade: EUR

Pagador / Recebedor	REN Armazenagem
REN Gasodutos	9 984 000

3 TARIFAS DE GÁS A VIGORAREM EM 2022-2023

As tarifas de gás a vigorarem no ano gás 2022-2023, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e pelo Regulamento Tarifário do setor do gás (RT), são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito;
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo;
- Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador;
- Tarifa de Uso Global do Sistema;
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte;
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em média pressão e baixa pressão;
- Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás do comercializador de último recurso grossista para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Tarifa de Acesso às Redes;
- Tarifa Social de Acesso às Redes;
- Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, no âmbito do fornecimento supletivo;
- Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas;

As tarifas apresentadas no presente capítulo aplicam-se ao ano gás 2022-2023, ou seja, a partir de 1 de outubro de 2022.

No Quadro 3-1 apresentam-se as referidas tarifas, por quem são aplicadas, a quem se aplicam e o serviço que está subjacente ao seu pagamento.

Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	*UTRAR*	Operador do terminal de GNL	Utilizadores do terminal de GNL	Uso dos serviços de receção, armazenamento e regaseificação de GNL do terminal	Baseia-se em três serviços: receção de GNL, armazenamento de GNL e regaseificação de GNL. Os utilizadores podem contratar estes serviços individualmente ou de forma agregada. Difere consoante se trate de entregas à RNTG ou a cisternas.
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	*UAS*	Operador do armazenamento subterrâneo	Utilizadores do armazenamento subterrâneo	Uso do armazenamento subterrâneo	
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	OLMC	Operador logístico de mudança de comercializador	Operador da rede de transporte	Operação logística de mudança de comercializador	
	$OLMC_{ORT}$	Operador da rede de transporte	Operadores da rede de distribuição e entrega a clientes em AP	Operação logística de mudança de comercializador	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AP.
	$OLMC_{ORD}$	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Operação logística de mudança de comercializador	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Uso Global do Sistema	UGS_{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores da rede de distribuição e entrega a clientes em AP	Operação do sistema (UGS I) e desvios de aquisição de energia (UGS II)	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AP. A UGS II não se aplica aos centros electroprodutores.
	UGS_{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Operação do sistema (UGS I) e desvios de aquisição de energia (UGS II)	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	URT_{ORTAM}	Operador da rede de transporte	Agentes de mercado que utilizem os pontos de entrada e saída da rede de transporte	Uso da rede de transporte	Preços diferenciados de entrada e saída na rede de transporte.
	URT_{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores da rede de distribuição e entrega a clientes em AP	Uso da rede de transporte	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AP.
	URT_{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Uso da rede de transporte	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	URD_{MP}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Uso da rede de distribuição em MP	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.
	$URD_{BP>}$	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em BP> (com consumo anual de gás superior a 10 000 m^3)	Uso da rede de distribuição em BP	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BP>.
	$URD_{BP<}$	Operadores da rede de distribuição	Clientes de BP< (com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m^3)	Uso da rede de distribuição em BP	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BP<.
Tarifa de Energia	TE_{CURG}	Comercializador de último recurso grossista	Comercializadores de último recurso retalhistas	Aprovisionamento de gás	
	TE_{CURR}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas	Aprovisionamento de gás	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.
Tarifa de Comercialização	$COM_{BP>}$	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas, com consumo anual de gás superior a 10 000 m^3	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.
	$COM_{BP<}$	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m^3	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Acesso às Redes	TAR_{ORT}	Operador da rede de transporte	Entrega a clientes em AP	Utilização da rede de transporte e serviços associados	Incluída nas tarifas de mercado.
	TAR_{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Utilização das redes de distribuição e serviços associados	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas e nos preços de venda a clientes finais de mercado.
	TAR_{SOCIAL}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2	Utilização das redes de distribuição e serviços associados	Incluída na tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas e nos preços de venda a clientes finais de mercado, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2 (consumo anual de gás inferior ou igual a 500 m^3).
Tarifa de Venda a Clientes Finais	TTVCF	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes em BP (BP> apenas até 31 de dezembro de 2022) dos comercializadores de último recurso retalhistas	Fornecimento regulado de gás	Designada por tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (TTVCF). Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização.
	$TVCF_{\text{Fornecimento Supletivo}}$	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes em AP, MP e BP> (BP> apenas a partir de 1 de janeiro de 2023) fornecidos no mercado regulado	Fornecimento regulado de gás	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia (com aplicação de diferencial) e a tarifa de Comercialização.
	$TVCF_{SOCIAL}$	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2 dos comercializadores de último recurso	Fornecimento regulado de gás	Inclui a tarifa social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2 (consumos anual de gás inferior ou igual a 500 m^3).

3.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

A tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (UTRAR) refere-se aos serviços de receção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL. Os preços para cada serviço prestado são calculados tendo em conta os proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (agregado das três funções do terminal) e são determinados com base na estrutura dos custos incrementais.

Os referidos preços são determinados de acordo com a metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário, considerando os custos incrementais e os escalamentos indicados no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023".

Os agentes de mercado podem contratar individualmente ou de forma agregada os serviços do Terminal.

As variáveis de faturação são a energia, a capacidade contratada e um termo tarifário fixo. Os preços de capacidade contratada são aplicáveis ao valor de capacidade contratada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo independentemente do seu uso efetivo, para o horizonte temporal anual, trimestral, mensal, diário e intradiário. Os direitos de utilização designam-se por produtos de capacidade.

No ano gás 2018-2019 foi definida uma nova opção tarifária aplicável aos serviços agregados de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em que as variáveis de faturação são a energia entregue e a capacidade contratada de regaseificação.

3.1.1 PREÇOS DO SERVIÇO DE RECEÇÃO DE GNL

O preço de energia do serviço de Receção de GNL é aplicado à energia recebida no terminal de GNL sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo. No Quadro 3-2 apresenta-se o preço de energia do serviço de Receção de GNL.

Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de Receção de GNL

PREÇO DO SERVIÇO DE RECEÇÃO DE GNL	
Receção de GNL	Energia
	EUR/kWh
Energia recebida	0,00002669

3.1.2 PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL

O preço de capacidade contratada de armazenamento do serviço de Armazenamento de GNL é aplicado ao valor da capacidade contratada pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade, podendo ser estruturada em produtos com horizonte temporal anual, trimestral, mensal e diário. No Quadro 3-3 apresenta-se o preço da capacidade contratada de armazenamento do serviço de Armazenamento de GNL.

Quadro 3-3 - Preço da capacidade contratada de armazenamento do serviço de Armazenamento de GNL

PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL Produtos de capacidade firme	
Armazenamento de GNL	Capacidade contratada de armazenamento
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00001444
Produto trimestral	0,00001444
Produto mensal	0,00001444
Produto diário	0,00001444

Para o cálculo do preço dos produtos de capacidade de curto prazo do serviço de Armazenamento são aplicados fatores multiplicativos aos produtos anuais que constam do quadro seguinte. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023".

Quadro 3-4 - Fatores multiplicativos do serviço de Armazenamento de GNL

SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	MULTIPLICADORES
Produto trimestral	1,0
Produto mensal	1,0
Produto diário	1,0

3.1.3 PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Para o serviço de Regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTG consideram-se preços de capacidade contratada de regaseificação, no horizonte temporal anual, trimestral, mensal, diário e intradiário e considera-se o preço de energia entregue, aplicável ao volume regaseificado.

Para o serviço de Regaseificação de GNL aplicável às entregas a cisternas considera-se um termo fixo, aplicável ao carregamento de GNL a cisternas, definido em euros por operação de carregamento.

No Quadro 3-5 apresenta-se o preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade firme, aplicável às entregas à RNTG.

Quadro 3-5 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade firme, aplicável às entregas à RNTG

PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO Produtos de capacidade firme	
Regaseificação	Capacidade contratada de regaseificação
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00009170
Produto trimestral	0,00011922
Produto mensal	0,00013756
Produto diário	0,00018341
Regaseificação	Capacidade contratada de regaseificação
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00020175

No Quadro 3-6 apresenta-se o preço do serviço de regaseificação de GNL para os produtos de capacidade interruptivel, aplicável às entregas à RNTG.

Quadro 3-6 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade interruptivel, aplicável às entregas à RNTG

PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO Produtos de capacidade interruptível	
Regaseificação	Capacidade contratada de regaseificação
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00017088

No Quadro 3-8 apresenta-se o preço de energia entregue, aplicável ao volume regaseificado.

Quadro 3-7 - Preço de energia do serviço de Regaseificação de GNL

PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	
Regaseificação	Energia
	EUR/kWh
Energia entregue	0,00007856

Para o cálculo do preço dos produtos de capacidade de curto prazo do serviço de Regaseificação são aplicados fatores multiplicativos aos produtos anuais que constam do quadro seguinte. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023".

Quadro 3-8 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de Regaseificação de GNL

SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	MULTIPLICADORES
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,2

No Quadro 3-9 apresenta-se o preço do serviço de carregamento de GNL aplicável às entregas a cisternas.

Quadro 3-9 - Preços do serviço carregamento de GNL aplicável às entregas a cisternas

PREÇO DO SERVIÇO DE CARREGAMENTO DE GNL A CISTERNAS	
Carregamento de GNL	Termo tarifário fixo
	EUR/carregamento
Cisternas	108,60

3.1.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS

No Quadro 3-9 apresenta-se o preço dos serviços agregados de Receção, de Armazenamento e de Regaseificação de GNL. Para o cálculo do preço dos produtos de capacidade de curto prazo do serviço de Regaseificação são aplicados fatores multiplicativos aos produtos anuais que constam no Quadro 3-8. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores e do desenho desta opção tarifária é apresentado no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023".

Quadro 3-10 - Preços dos serviços agregados

PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS: RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL Produtos de capacidade firme	
Receção, armazenamento e regaseificação de GNL	Capacidade contratada de regaseificação
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00015982
Produto trimestral	0,00020776
Produto mensal	0,00023973
Produto diário	0,00031964

PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS: RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL	
Receção, armazenamento e regaseificação de GNL	Energia
	EUR/kWh
Energia entregue	0,00016360

3.1.5 PREÇO DE TROCAS REGULADAS DE GNL

O Regulamento Tarifário prevê um Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL) com o objetivo de fomentar a existência de trocas reguladas de GNL entre o comercializador do Sistema Nacional de Gás (SNG) e os agentes de mercado que pretendem atuar no mercado de gás.

O incentivo justifica-se no contexto da vantagem competitiva daquele agente face a outros agentes de mercado entrantes, de menor dimensão. A existência de um mecanismo como este promove o aparecimento de novos agentes e a concorrência no mercado grossista de gás.

Poderão utilizar este incentivo os agentes de mercado que pretendam entregar no terminal de GNL em Sines uma quantidade anual de gás maior ou igual a 2 TWh, equivalente aproximadamente a 4 navios de 70 000 m^3 de GNL.

Através do Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de GNL, o agente de mercado paga ao comercializador do SNG um montante apurado pela aplicação do preço das trocas reguladas de GNL (PRGNL) ao volume de GNL entregue no terminal de Sines no âmbito do mecanismo.

De acordo com a Diretiva n.º 11/2013, de 26 de junho, o PRGNL é determinado, a título previsional, pela aplicação do preço diário de energia armazenada, definido em euros por kWh, da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, para o ano gás 2022-2023, às existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines verificado em 2021, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2022-2023.

O valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado resulta do *stock* médio do armazenamento do terminal de GNL de Sines associado ao gás regaseificado deduzido das existências mínimas técnicas dessa infraestrutura. O cálculo das existências inerentes ao processamento de GNL integra apenas as necessidades de armazenamento associadas ao gás regaseificado e entregue na RNTG. Desta forma são determinadas as existências inerentes ao processamento de GNL através de um pro-rata entre a energia entregue e a energia rececionada no Terminal de GNL (97%, para o ano de 2021), descontando-se a parte inerente ao carregamento de navios.

No cálculo das existências inerentes ao processamento de GNL foi considerado o *stock* médio de armazenamento de GNL associado ao gás regaseificado, de 1 595 GWh, no ano de 2021. A este valor do *stock* médio de armazenamento de GNL associado à regaseificação foram deduzidas as existências mínimas técnicas, tendo sido considerado um valor de 220 GWh, constante ao longo de todo o ano.

Aplicando a fórmula descrita, o preço de trocas reguladas de GNL a vigorar durante o ano gás 2022-2023 é o apresentado no quadro seguinte.

Quadro 3-11 - Preço das trocas reguladas de GNL

TROCAS REGULADAS DE GNL		PREÇOS
Energia entregue (EUR/kWh)		0,00011835

3.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é composta por preços de energia injetada e extraída e por preços de capacidade de armazenamento contratada.

Para efeitos de determinação das tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo foram considerados os custos incrementais de energia injetada e extraída e energia armazenada apresentados no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023".

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são referidos na fronteira do armazenamento subterrâneo com a rede de transporte. O preço de capacidade contratada de armazenamento é aplicado ao valor da capacidade contratada pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade, podendo ser estruturada em produtos com horizonte temporal anual, trimestral, mensal e diário. No Quadro 3-12 apresentam-se os preços referidos.

Quadro 3-12 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

PREÇOS DA TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO Produtos de capacidade firme	
Capacidade de armazenamento	Capacidade contratada de armazenamento
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00001233
Produto trimestral	0,00001233
Produto mensal	0,00001294
Produto diário	0,00001356

PREÇOS DA TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	
Energia injetada e extraída	Energia
	EUR/kWh
Energia injetada	0,00009226
Energia extraída	0,00009226

Para o cálculo do preço dos produtos de capacidade de curto prazo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são aplicados ao produto anual os fatores multiplicativos que constam do quadro seguinte. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023".

Quadro 3-13 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO	MULTIPLICADORES
Produto trimestral	1,00
Produto mensal	1,05
Produto diário	1,10

3.3 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelo operador logístico de mudança de comercializador ao operador da rede de transporte permite recuperar os proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para as entregas em AP e para entregas nas redes de distribuição, que é convertido num preço de energia para as entregas nas instalações abastecidas por UAG, em regime de propriedade de clientes, conforme apresentado no Quadro 3-14.

Quadro 3-14 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Operador da Rede de Transporte	
Capacidade utilizada Redes Distribuição (EUR/(MWh/dia)/dia)	0,00799284
Capacidade utilizada Clientes AP (EUR/(MWh/dia)/dia)	0,00000020
Energia UAG propriedade de clientes (EUR/kWh)	0,00000000

3.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

3.4.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelo operador da rede de transporte às entregas em AP, às entregas a instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes e às entregas nas redes de distribuição abastecidas a partir de GNL e outros gases, deve proporcionar os proveitos a recuperar relativos à operação logística de mudança de comercializador.

Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para as entregas em AP e para as entregas às redes de distribuição, que é convertido num preço de energia para as entregas nas instalações abastecidas por UAG, em regime de propriedade de clientes, conforme apresentado no Quadro 3-15.

Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Redes de Distribuição	
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/dia)	0,00799284
Clientes em AP	
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/dia)	0,00000020
Instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	
Energia (EUR/kWh)	0,00000000

3.4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Nos termos do Regulamento Tarifário, a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas em alta pressão e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas em GNL e outros gases deve proporcionar os proveitos a recuperar da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que estão associados

à coordenação sistémica das infraestruturas, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento.

A parcela II visa devolver ou recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás transferidos para a tarifa de UGS. A parcela II não se aplica aos fornecimentos a centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário.

A parcela II da UGS apresenta dois preços distintos, que refletem a repercussão tarifária de dois conjuntos diferentes dos desvios referidos: (i) desvios associados à atividade de compra e venda de gás a clientes com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m^3 e (ii) os desvios associados à atividade de compra e venda de gás a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3.

Às centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário (clientes em AP), será aplicado o preço da parcela I da tarifa de UGS.

Aos clientes finais em AP será aplicado o preço da parcela I da tarifa de UGS, bem como o preço da parcela II> (parcela II com incidência nos consumidores com consumos anuais superiores a 10 000 m^3).

Aos operadores de rede de distribuição será aplicado o preço da parcela I da tarifa de UGS, o preço da parcela II> relativo às entregas a clientes com consumos acima de 10 000 m^3 e o preço da parcela II< relativo às entregas a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3.

Em termos de detalhe do cálculo tarifário, o ORT deverá aplicar às entregas aos ORD os preços da tarifa de UGS2> e de UGS2< mas não na sua forma original. Com efeito, é determinado um preço médio ponderado por forma a ser permitida a sua aplicação às quantidades totais dos ORD medidas nos respetivos equipamentos de medida.

O preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema é apresentado no Quadro 3-16.

Quadro 3-16 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00007942

O preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ORT, aplicável às entregas a clientes finais em AP e aos ORD, é apresentado no Quadro 3-17. O segundo preço apresentado no quadro, representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário.

Quadro 3-17 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II >	EUR/kWh
Preço base, aplicável aos clientes finais em AP (TW UGS2>)	-0,00000807
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,836
Preço aplicável aos ORD (α*TW $_{UGS2>}$)	-0,00000674

O preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ORT, aplicável às entregas aos ORD, é apresentado no Quadro 3-18. O segundo preço apresentado no quadro, representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário.

Quadro 3-18 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II <	EUR/kWh
Preço base (TW UGS2<)	-0,00000804
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,836
Preço aplicável aos ORD ((1-α)*TW UGS2<)	-0,00000132

Os preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema são apresentados no Quadro 3-19.

Quadro 3-19 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	PREÇOS
ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO	
Energia (EUR/kWh)	0,00007942
ENTREGAS A CLIENTES EM ALTA PRESSÃO	
Energia (EUR/kWh)	0,00007135
ENTREGAS AOS OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	
Energia (EUR/kWh)	0,00007136

3.4.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

A tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo operador da rede de transporte (ORT) aos pontos de entrada e pontos de saída da rede de transporte, deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de transporte de gás, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada pelo ORT apresenta preços de entrada e de saída da rede de transporte. Como pontos de entrada consideram-se o VIP Ibérico [31], o terminal de GNL em Sines, o armazenamento subterrâneo no Carriço e produtores de gás ligados à rede de transporte. Como pontos de saída consideram-se o VIP Ibérico, o terminal de GNL em Sines, o armazenamento subterrâneo no Carriço, os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).

Nos pontos de entrada e saída da rede de transporte com as infraestruturas de Alta Pressão [32] aplicam-se preços de capacidade contratada, aplicáveis ao valor de capacidade contratada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo independentemente do seu uso efetivo, para o horizonte temporal anual,

[31] Equivale às interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho, agregadas num único ponto virtual de atribuição de capacidade.
[32] Equivale ao VIP Ibérico, ao terminal de GNL e ao armazenamento subterrâneo.

trimestral, mensal, diário e intradiário. Os direitos de utilização designam-se também por produtos de capacidade, e estão divididos em produtos de capacidade firme (secção 3.4.3.1) e produtos de capacidade interruptível (secção 3.4.3.2).

Nos restantes pontos de entrada e saída (secção 3.4.3.3) aplica-se um regime sem reserva de capacidade, sendo a variável de faturação relevante a capacidade utilizada, com exceção das UAG propriedade de clientes.

Para mais informação recomenda-se a consulta dos capítulos 5 e 6 do documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023".

3.4.3.1 PREÇOS DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE FIRME

Os produtos de capacidade firme relativos ao uso da rede de transporte aplicam-se aos pontos de entrada e saída da rede de transporte com o VIP Ibérico, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo. No caso do VIP Ibérico, os preços estão sujeitos a requisitos de transparência decorrentes do artigo 29.º do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março (adiante: 'CR Tarifas'). O referido artigo estabelece que a informação relevante deve ser publicada, o mais tardar, 30 dias antes do leilão anual da capacidade anual [33]. A informação pode ser encontrada na área «Transparência das Tarifas de Transporte», disponível na página da ERSE.

O Quadro 3-20 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada da rede de transporte, a aplicar como preços de reserva aos produtos de capacidade firme do ano gás 2022-2023.

Desde o ano gás 2019-2020, os preços de entrada são diferentes entre o VIP Ibérico e o terminal de GNL, refletindo a estrutura de preços que resulta da metodologia de preço de referência. Anteriormente, estes dois preços eram equalizados, uma vez que os respetivos custos incrementais médios de longo prazo eram semelhantes [34]. No entanto, o CR Tarifas impossibilita que um ajustamento por equalização possa ocorrer entre pontos de interligação e pontos de ligação com instalações de GNL [35].

[33] O leilão anual de atribuição de capacidade ocorre, anualmente, na primeira segunda-feira do mês de julho.
[34] Até ao ano gás 2018-2019 as tarifas de Uso da Rede de Transporte eram determinadas a partir de uma estrutura de custos incrementais médios de longo prazo, determinada com um modelo tarifário designado como «modelo matricial».
[35] O CR Tarifas limita a equalização de preços após a aplicação da metodologia de preço de referência a alguns ou a todos os pontos dentro de um grupo homogéneo de pontos [ponto 4.b) do artigo 6.º]. De acordo com a definição de «*grupo homogéneo de pontos*» no número 10 do artigo 3.º, pontos de interligação e instalações de GNL não pertencem a um grupo homogéneo de pontos, estando impossibilitada a equalização de preços.

O preço de entrada nulo a partir do armazenamento subterrâneo resulta da aplicação de um desconto previsto no CR Tarifas, o qual foi fixado pela ERSE em 100% para o ponto de entrada a partir do armazenamento subterrâneo.

Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de entrada

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA Produtos de capacidade firme (horizonte diário ou superior)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00008675
Produto trimestral	0,00011277
Produto mensal	0,00013012
Produto diário	0,00017349
Terminal GNL	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00007990
Produto trimestral	0,00010387
Produto mensal	0,00011984
Produto diário	0,00015979
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00000000

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA Produtos de capacidade firme (horizonte intradiário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00019084
Terminal GNL	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00017577
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

Relativamente aos pontos de saída da rede de transporte, o Quadro 3-21 apresenta os respetivos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a aplicar como preços de reserva aos produtos de capacidade firme do ano gás 2022-2023.

Quadro 3-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de saída

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA Produtos de capacidade firme (horizonte diário ou superior)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00001532
Produto trimestral	0,00001991
Produto mensal	0,00002298
Produto diário	0,00003064
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00000000

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA Produtos de capacidade firme (horizonte intradiário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00003370
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

No ponto de saída para o terminal de GNL não existem produtos de capacidade firme, uma vez que corresponde a uma utilização em contrafluxo. Nesse ponto apenas é oferecida capacidade interruptível (secção 3.4.3.2).

O preço de saída nulo para o armazenamento subterrâneo resulta da aplicação de um desconto previsto no CR Tarifas, o qual foi fixado pela ERSE em 100%, a aplicar ao ponto de saída para o armazenamento subterrâneo.

Para o cálculo do preço dos produtos de capacidade de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, são aplicados aos preços dos produtos anuais os fatores multiplicativos que constam do Quadro 3-22. O racional da escolha dos fatores é apresentado na secção 6.2 do documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023".

Quadro 3-22 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de interface com a rede de transporte

MULTIPLICADORES DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE Pontos de entrada e pontos de saída	
VIP Ibérico	
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,2
Terminal GNL	
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,2
Armazenamento Subterrâneo	
Produto diário	1,0
Produto intradiário	1,1

Refira-se que os multiplicadores para cada infraestrutura são iguais para a função de ponto de entrada e a função de ponto de saída. À capacidade adquirida para um horizonte temporal superior ao ano aplicam-se os preços de reserva do produto de capacidade anual em vigor no momento de utilização da capacidade.

3.4.3.2 PREÇOS DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE INTERRUPTÍVEL

O Regulamento Tarifário, na sua redação atual, prevê que a ERSE deve fixar para cada ano gás o tipo de desconto a aplicar aos produtos de capacidade interruptível, por serviço de infraestrutura. A ERSE determinou a aplicação do desconto prévio em todos os casos, acolhendo assim os comentários recebidos na última revisão regulamentar [36].

Os produtos de capacidade interruptível encontram-se previstos no Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI), aprovado pela Diretiva n.º 13/2017, de 21 de setembro de 2017, e alterado pela Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril.

Atendendo à aplicação do desconto prévio nos pontos de interface da RNTG com o VIP Ibérico, com o Terminal de GNL e com o Armazenamento Subterrâneo, apresentam-se nos quadros seguintes os preços

[36] O Conselho Tarifário e o Operador da Rede de Transporte recomendam a opção pelo desconto prévio. Ver Consulta Pública ERSE n.º 96 "Reformulação dos regulamentos do gás - RARII, ROI e MPGTG e RT".

de reserva da tarifa de Uso da Rede de Transporte dos produtos de capacidade interruptível nos pontos de entrada (Quadro 3-23) e nos pontos de saída da rede de transporte (Quadro 3-24) para o ano gás 2022-2023. Para mais informação sobre a determinação destes preços recomenda-se a leitura da secção 6.3 do documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023" [37].

A informação relativa aos produtos de capacidade interruptível no VIP Ibérico é igualmente divulgada no âmbito do artigo 29.º do CR Tarifas, através da página ERSE em «Transparência das Tarifas de Transporte».

Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos pontos de entrada da rede de transporte

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA Produtos de capacidade interruptível (horizonte diário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00016551

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA Produtos de capacidade interruptível (horizonte intradiário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00018206
Terminal GNL	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00014888
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos pontos de saída da rede de transporte

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA Produtos de capacidade interruptível (horizonte diário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00002923
Terminal GNL	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00000000

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA Produtos de capacidade interruptível (horizonte intradiário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00003215
Terminal GNL	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

3.4.3.3 PREÇOS PARA PRODUTORES, CLIENTES E OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos pontos de entrada a partir dos produtores de gás ligados à rede de transporte aplica-se um preço por capacidade utilizada na injeção, ou seja, à injeção máxima diária nos últimos 12 meses.

Nos pontos de saída para os clientes em AP (incluindo centros electroprodutores) e para os operadores das redes de distribuição, aplica-se um preço por capacidade utilizada, ou seja, ao consumo máximo diário em determinado intervalo temporal, normalmente dado pelos últimos 12 meses [38]. Para além da tarifa para longas utilizações, os clientes em AP podem optar ainda por uma de três opções tarifárias adicionais, designadas por tarifa flexível anual, tarifa flexível mensal e tarifa flexível diária. Nos pontos de saída para as instalações abastecidas por UAG, propriedade de clientes, o preço de capacidade é convertido integralmente para um preço de energia. A conversão utiliza uma modulação de consumo de 150 dias por ano.

O Quadro 3-25 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte para os pontos de entrada da rede de transporte a partir de produtores de gás.

[38] Exceções ao intervalo temporal de doze meses são as tarifas flexíveis mensais e diárias, bem como o termo de capacidade mensal adicional da tarifa flexível anual.

Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de entrada (produtores de gás)

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO ORT Por ponto de entrada	
Produtores de gás (ligados à rede de transporte)	Capacidade utilizada na injeção
	EUR/(kWh/dia)/dia
Injeção de gás	0,00002349

O Quadro 3-26 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte para vários pontos de saída da rede de transporte, designadamente para as redes de distribuição, os clientes em AP e as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).

Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de saída (redes de distribuição, clientes em AP e instalações abastecidas por UAG)

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO ORT Por ponto de saída e opção tarifária		
Redes de Distribuição e Clientes em AP		Capacidade utilizada
		EUR/(kWh/dia)/dia
Longas utilizações		0,00012318
Clientes em AP	Capacidade base anual	Capacidade mensal adicional (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível anual	0,00012318	0,00018478
Clientes em AP	Capacidade mensal (outubro a março)	Capacidade mensal (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível mensal	0,00036955	0,00018478
Clientes em AP	Capacidade diária (outubro a março)	Capacidade diária (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível diária	0,00123185	0,00073911
Instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)		Energia
		EUR/kWh
Energia		0,00030000

Os preços indicados no Quadro 3-26 são parte integrante da tarifa de Acesso às Redes, a qual é repercutida em todos os clientes de gás, quer se encontrem no mercado regulado ou no mercado liberalizado. Adicionalmente, os comercializadores em mercado liberalizado tendem a repercutir nas faturas dos clientes com medição de capacidade utilizada outros custos incorridos com a utilização das infraestruturas de alta pressão, como por exemplo os custos com a entrada na rede de transporte ou os custos com a regaseificação no terminal de GNL.

Embora os preços com a utilização das infraestruturas de alta pressão sejam aprovados anualmente pela ERSE, os valores incorridos por um determinado comercializador dependem da sua estratégia de

aprovisionamento. Por isso, a repercussão destes custos na fatura dos clientes deve decorrer da negociação livre entre comercializadores e clientes, permitindo assim que o comercializador com a estratégia de aprovisionamento mais económica possa oferecer as melhores condições de preço aos seus clientes. De forma a esclarecer melhor os clientes sobre os custos que são passíveis de serem repercutidos nas suas faturas de fornecimento de gás, recomenda-se a leitura do ponto «Art. 30 (1)(c) Tarifas de transporte e outras tarifas» relativo à informação do artigo 30.º na «Transparência das Tarifas de Transporte» [39].

3.4.3.4 PREÇO DA CAPACIDADE ATRIBUÍDA POR MECANISMO IMPLÍCITO

Até que esteja implementado um mecanismo de atribuição implícita de capacidade de interligação, sempre que seja necessário recorrer à referência do preço das transações de produtos de gás natural para entrega no ponto virtual de negociação de Espanha, considerar-se-á, para efeitos do preço da capacidade de interligação a adicionar ou a subtrair ao preço médio ponderado (PMP) de Espanha, o **preço do produto de capacidade firme para o horizonte trimestral** aplicável às entradas ou saídas de Portugal.

Relativamente às entradas ou saídas de Espanha, deve utilizar-se o preço do produto de capacidade firme para o horizonte diário, tal como estabelecido no ponto 8.4 sobre o preço de desequilíbrio, na Parte III ('*Disposições finais*') do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG (MPGTG), aprovado pela Diretiva n.º 9/2021, de 12 de maio.

O MPGTG estabelece no procedimento n.º 13 ('*Preços de desequilíbrio diários, encargos de compensação diários e processo de conciliação*'), ponto 4, o cálculo do PMP em cada dia gás, a partir das transações no ponto virtual de negociação em Portugal (VTP).

Quando não existam transações de produtos de gás para entrega no VTP no dia gás *d*, o PMP desse dia gás será determinado a partir da informação do último dia gás com transações no VTP, desde que pertença ao conjunto dos sete dias anteriores ao dia gás *d*. Quando não existam transações de produtos de gás para entrega no VTP no dia gás *d*, nem em nenhum dos sete dias anteriores ao dia gás *d*, o PMP a utilizar tomará em consideração o PMP de Espanha, apurado com as transações de produtos de gás para entrega no *Punto Virtual de Balance* (PVB) de Espanha no dia gás *d*, afetado do preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito de capacidade de interligação.

[39] Nos termos do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, a ERSE deve publicar a informação referida o mais tardar 30 dias antes do período tarifário, o qual se inicia a 1 de outubro.

No caso de aquisições de gás do gestor técnico global (GTG) será descontado ao PMP de Espanha o valor aplicado à utilização da capacidade interligação nos termos do mecanismo de atribuição de capacidade implícita. No caso de vendas de gás do GTG será adicionado ao PMP de Espanha o valor aplicado à utilização da capacidade interligação nos termos do mecanismo de atribuição de capacidade implícita. Como referido acima, o valor aplicado à utilização da capacidade de interligação utilizará o produto trimestral e o produto diário para o uso da rede de transporte de Portugal e Espanha, respetivamente.

3.5 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

3.5.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelos operadores das redes de distribuição às entregas em MP e em BP deve proporcionar os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição relativos à operação logística de mudança de comercializador.

Esta tarifa é composta por um preço de termo tarifário fixo, que não apresenta diferenciação por nível de pressão, conforme apresentado no Quadro 3-27.

Quadro 3-27 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
	Termo Tarifário Fixo
	EUR/dia
Entregas em MP e BP	0,0008

3.5.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às suas entregas, deve proporcionar os proveitos a recuperar da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema imputáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes resultam da conversão por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

A estrutura da tarifa de UGS dos ORD determina a publicação dos preços das parcelas I, II> e II< da tarifa. Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás às suas entregas, subdividida nas várias parcelas, são apresentados no Quadro 3-28 e no Quadro 3-29.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás às suas entregas, apresentados no Quadro 3-30, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

Quadro 3-28 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD (parcela I)				
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalão	(m^3/ano)	Energia EUR/kWh
UGS I_{ORD}				0,00009035
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00009041
			≥ 2 000 000	0,00009041
	Flexível Anual			0,00009041
	Flexível Mensal			0,00009041
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00009041
			≥ 2 000 000	0,00009041
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00009041
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00009072
			≥ 700 000	0,00009072
	Flexível Anual			0,00009072
	Flexível Mensal			0,00009072
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00009072
			≥ 700 000	0,00009072
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00009072
			≥ 100 001	0,00009072
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00009072
		Escalão 2	221 - 500	0,00009072
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00009072
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00009072

Quadro 3-29 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR DOS ORD (parcela II)				
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalão	(m^3/ano)	Energia EUR/kWh
UGS II>$_{ORD}$				-0,00001191
UGS II<$_{ORD}$				-0,00012821
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	-0,00001192
			≥ 2 000 000	-0,00001192
	Flexível Anual			-0,00001192
	Flexível Mensal			-0,00001192
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	-0,00001192
			≥ 2 000 000	-0,00001192
	Mensal		10 000 - 100 000	-0,00001192
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	-0,00001196
			≥ 700 000	-0,00001196
	Flexível Anual			-0,00001196
	Flexível Mensal			-0,00001196
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	-0,00001196
			≥ 700 000	-0,00001196
	Mensal		10 000 - 100 000	-0,00001196
			≥ 100 001	-0,00001196
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00012873
		Escalão 2	221 - 500	-0,00012873
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00012873
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00012873

Quadro 3-30 - Preços da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD				
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalão	(m^3/ano)	Energia EUR/kWh
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00007849
			≥ 2 000 000	0,00007849
	Flexível Anual			0,00007849
	Flexível Mensal			0,00007849
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00007849
			≥ 2 000 000	0,00007849
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00007849
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00007876
			≥ 700 000	0,00007876
	Flexível Anual			0,00007876
	Flexível Mensal			0,00007876
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00007876
			≥ 700 000	0,00007876
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00007876
			≥ 100 001	0,00007876
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00003801
		Escalão 2	221 - 500	-0,00003801
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00003801
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00003801

3.5.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às suas entregas, devem proporcionar os proveitos relativos ao transporte de gás, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados para que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione os custos dos operadores das redes de distribuição pelo uso da rede de transporte.

Conforme decorre do Regulamento Tarifário, os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes resultam da conversão por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

Quadro 3-31 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD				
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalão	(m^3/ano)	Energia
				EUR/kWh
URT_{ORD}				0,00025729
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00025747
			≥ 2 000 000	0,00025747
	Flexível Anual			0,00025747
	Flexível Mensal			0,00025747
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00025747
			≥ 2 000 000	0,00025747
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00025747
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00025834
			≥ 700 000	0,00025834
	Flexível Anual			0,00025834
	Flexível Mensal			0,00025834
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00025834
			≥ 700 000	0,00025834
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00025834
			≥ 100 001	0,00025834
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00025834
		Escalão 2	221 - 500	0,00025834
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00025834
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00025834

3.5.4 TARIFAS DE USO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição, devem proporcionar os proveitos da atividade de Distribuição de gás, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos.

Conforme decorre do Regulamento Tarifário, os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão, para os níveis de pressão a jusante e opções tarifárias, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

Os preços de capacidade utilizada, energia de fora de vazio, energia de vazio e termo tarifário fixo são determinados de forma a manterem a estrutura dos respetivos custos incrementais, por aplicação de um

fator de escala multiplicativo aos custos incrementais, apresentados no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023".

3.5.4.1 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em MP e BP apresentam-se no Quadro 3-32, Quadro 3-33 e no Quadro 3-34.

Quadro 3-32 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP							
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalão	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
					Fora de Vazio	Vazio	
				EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
URD_{MP}				0,4767	0,00049123	0,00002549	0,00083231
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,4767	0,00095791	0,00002549	0,00083231
			≥ 2 000 000	0,4767	0,00049123	0,00002549	0,00083231
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,4767	0,00407921	0,00002549	0,00017479
			≥ 2 000 000	0,4767	0,00339934	0,00002549	0,00017479
	Mensal		10 000 - 100 000	1,2312	0,00522876	0,00476301	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000		0,00185780	0,00002557	
			≥ 700 000		0,00185780	0,00002557	
	Flexível Anual				0,00185780	0,00002557	
	Flexível Mensal				0,00185780	0,00002557	
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000		0,00185780	0,00002557	
			≥ 700 000		0,00185780	0,00002557	
	Mensal		10 000 - 100 000		0,00185780	0,00002557	
			≥ 100 001		0,00185780	0,00002557	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220		0,00177949		
		Escalão 2	221 - 500		0,00177949		
		Escalão 3	501 - 1 000		0,00177949		
		Escalão 4	1 001 - 10 000		0,00177949		

Quadro 3-33 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP (opção flexível anual)						
Nível de pressão	Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
			Fora de Vazio	Vazio		
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
MP	Flexível	0,4767	0,00049123	0,00002549	0,00083231	0,00104039

Quadro 3-34 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP (opção flexível mensal)						
Nível de pressão	Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
			Fora de Vazio	Vazio		
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
MP	Flexível	0,4767	0,00049123	0,00002549	0,00104039	0,00208078

3.5.4.2 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 (BP >) apresentam-se no Quadro 3-35, no Quadro 3-36 e no Quadro 3-37.

Quadro 3-35 - Preços da tarifa de URD em BP >

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >							
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalão	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
					Fora de Vazio	Vazio	
				EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
$URD_{BP>}$				0,0610	0,00537214	0,00012380	0,00150575
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,0610	0,00537214	0,00012380	0,00150575
			≥ 700 000	0,0610	0,00188025	0,00012380	0,00150575
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,0610	0,01316175	0,00012380	0,00033126
			≥ 700 000	0,0610	0,01079263	0,00012380	0,00033126
	Mensal		10 000 - 100 000	1,8838	0,01045099	0,00869454	
			≥ 100 001	13,8883	0,00779901	0,00604255	

Quadro 3-36 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > (opção flexível anual)						
Nível de pressão	Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
			Fora de Vazio	Vazio		
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
BP>	Flexível	0,0610	0,00537214	0,00012380	0,00150575	0,00188219

Quadro 3-37 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > (opção flexível mensal)						
Nível de pressão	Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
			Fora de Vazio	Vazio		
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
BP>	Flexível	0,0610	0,00537214	0,00012380	0,00188219	0,00376437

3.5.4.3 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP para clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 (BP <) apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 3-38 - Preços da tarifa de URD em BP <

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <							
Nível de pressão	Escalão	(m^3/ano)		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
					Fora de Vazio	Vazio	
				EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
$URD_{BP<}$				0,0150	0,00984853	0,00012380	0,00161757
BP<	Escalão 1	0	220	0,0150	0,03014920		
	Escalão 2	221	500	0,0408	0,02659128		
	Escalão 3	501	1 000	0,0648	0,02453129		
	Escalão 4	1 001	10 000	0,0886	0,02363539		

3.6 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

3.6.1 TARIFA DE ENERGIA DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso grossista, deve proporcionar os proveitos da função de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.

A tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista reflete o custo previsto para o aprovisionamento de gás para o ano gás 2022-2023, bem como o custo com a utilização das infraestruturas da RNTIAT (terminal de receção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de entrada do uso da rede de transporte). Adicionalmente, a tarifa reflete o custo da constituição da reserva de segurança de gás, que decorre do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e da Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no Sistema Nacional de Gás.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.

Quadro 3-39 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas

TARIFA DE ENERGIA	
Venda a comercializadores de último recurso retalhistas (EUR/kWh)	0,02274257

A ERSE procedeu a uma alteração do Regulamento Tarifário em abril de 2020, após consulta pública, aprovando um mecanismo de adequação da tarifa de energia, que prevê a possibilidade de esta tarifa ser revista trimestralmente [40], de acordo com o previsto no artigo 159.º do Regulamento Tarifário. Para o ano gás 2022-2023 a ERSE mantém os parâmetros β_t e μ_t que vigoraram no ano gás 2021-2022:

[40] Mecanismo aprovado pelo Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio.

β_t = 0,5

μ_t = 0,004 EUR/kWh

De acordo com os n.ºs 4 e 5 do referido artigo, a atualização da tarifa de Energia para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas é repercutida nas várias tarifas de energia aplicadas pelos comercializadores de último recurso retalhistas, bem como em todos os preços de energia da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais, da tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo e da tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de último recurso retalhistas.

3.6.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M^3

Os preços da tarifa de Energia da atividade de Comercialização de último recurso retalhista aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m^3, apresentam-se no quadro seguinte. Esta tarifa poderá ser revista trimestralmente, devido ao mecanismo de adequação da tarifa de energia referido no ponto 3.6.1.

Quadro 3-40 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m^3

TARIFA DE ENERGIA		
Baixa Pressão ≤ 10 000 m^3 (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,02283587
	Escalão 2	0,02283587
	Escalão 3	0,02283587
	Escalão 4	0,02283587

3.6.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M^3

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m^3, apresentam-se no quadro seguinte.

Esta tarifa apenas se aplica até ao dia 31 de dezembro de 2022, data de extinção da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais a aplicar aos clientes em Baixa Pressão e com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m^3.

Quadro 3-41 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m^3

TARIFA DE ENERGIA	
Baixa Pressão > 10 000 m^3 (EUR/kWh)	0,03116904

3.6.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M^3

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização em BP<, a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhista aos fornecimentos de gás dos seus clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3.

Quadro 3-42 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m^3

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO ≤ 10 000 m^3	
Termo Tarifário Fixo (EUR/dia)	0,0788
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00058989

3.6.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M^3

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos de gás dos seus clientes com consumo anual superior a 10 000 m^3.

Quadro 3-43 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m^3

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO > 10 000 m^3	
Termo Tarifário Fixo (EUR/dia)	0,1831
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00137036

3.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

3.7.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas a clientes em alta pressão, para as diferentes opções tarifárias disponíveis (longas utilizações e opções flexíveis), a vigorarem no ano gás 2022-2023.

Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000079	0,00012318					
Flexível Diária	0,000079					0,00073911	0,00123185
Flexível Mensal	0,000079			0,00018478	0,00036955		
Flexível Anual	0,000079	0,00012318	0,00018478				

Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a clientes em AP

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000071	0,00012318					
Flexível Diária	0,000071					0,00073911	0,00123185
Flexível Mensal	0,000071			0,00018478	0,00036955		
Flexível Anual	0,000071	0,00012318	0,00018478				

Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS AOS ORD		
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000071	0,00013118

3.7.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às suas entregas a clientes em média e baixa pressão, a vigorarem no ano gás 2022-2023.

Para as entregas em MP e BP> estão disponíveis diferentes opções tarifárias: longas utilizações, curtas utilizações e opções flexíveis. Nas opções tarifárias de longas e curtas utilizações consideram-se diferentes escalões de consumo.

Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					
Opção tarifária	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	< 2 000 000	0,4775	0,001294	0,000361	0,00083231
	≥ 2 000 000	0,4775	0,000827	0,000361	0,00083231
Curtas Utilizações	< 2 000 000	0,4775	0,004415	0,000361	0,00017479
	≥ 2 000 000	0,4775	0,003735	0,000361	0,00017479
Mensal	10 000 - 100 000	1,2320	0,005565	0,005099	

Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,4775	0,000827	0,000361	0,00083231	0,00104039

Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,4775	0,000827	0,000361	0,00104039	0,00208078

Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m³ POR ANO					
Opção tarifária	(m³/ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	10 000 - 700 000	0,0618	0,007567	0,000486	0,00150575
	≥ 700 000	0,0618	0,004075	0,000486	0,00150575
Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	0,0618	0,015357	0,000486	0,00033126
	≥ 700 000	0,0618	0,012988	0,000486	0,00033126
Mensal	10 000 - 100 000	1,8846	0,012646	0,009057	
	≥ 100 001	13,8891	0,009994	0,006405	

Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m³ POR ANO (opção flexível anual)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,0618	0,007567	0,000486	0,00150575	0,00188219

Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m³ POR ANO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,0618	0,007567	0,000486	0,00188219	0,00376437

Quadro 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m³ POR ANO				
Escalão	(m³/ano)		Termo tarifário fixo	Energia
			EUR/dia	EUR/kWh
Escalão 1	0	- 220	0,0158	0,032149
Escalão 2	221	- 500	0,0416	0,028591
Escalão 3	501	- 1000	0,0656	0,026531
Escalão 4	1001	- 10000	0,0894	0,025635

Todos os consumidores com faturação em média pressão, incluindo os consumidores com ligação em baixa pressão e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m³/ano, podem optar por tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP.

A metodologia de cálculo do desconto a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, está definida no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023".

O cálculo do desconto a aplicar às tarifas de Acesso às Redes em MP é efetuado com base na diferença entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e MP, descontando o custo de investimento necessário na construção de um ramal de ligação até à rede de AP, através da seguinte fórmula:

$$\text{Desconto } (W,d)\ [€/kWh] = C_w - (C_{d1} \times d + C_{d2}) \times \frac{1}{W}$$

Em que W corresponde à energia anual (kWh), d à distância em km entre a instalação consumidora e a rede de AP e C_w, C_{d1} e C_{d2} são constantes definidas como:

$$C_w = \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{365}{modulação} \times \left(TCap_{MP} - TCap_{AP} \right) \right]$$

C_{d1} = 35 030 €/km

C_{d2} = 39 596 €

As constantes C_{d1} e C_{d2} foram determinadas no primeiro ano de implementação do desconto, tendo permanecido iguais nos anos gás subsequentes. TW_{MP} e TW_{AP} correspondem aos preços de energia das tarifas de Acesso às Redes em MP e AP, respetivamente, e $TCap_{MP}$ e $TCap_{AP}$ correspondem aos preços de capacidade utilizada das tarifas de Acesso às Redes em MP e AP, respetivamente.

O termo fixo do desconto (C_w) a aplicar no ano gás 2022-2023 é calculado pela seguinte expressão:

$$C_w = \left[(0{,}000788 - 0{,}000071) + \frac{365}{224} \times (0{,}00083231 - 0{,}00012318) \right]_{\text{AG 2022/2023}} = 0{,}001873 \ (€/kWh)$$

Assim, no ano gás 2022-2023, o desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos anteriormente definidos:

$$\text{Desconto } [€/kWh] = 0{,}001873 - (35\,030 \times d + 39\,596) \times \frac{1}{W}$$

O consumo W, em kWh, corresponde ao maior consumo anual do consumidor, determinado numa série de 12 meses a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos. Este consumo é atualizado anualmente pelo respetivo operador da rede de distribuição.

A distância **d**, em km, é a determinada no projeto de ligação, da instalação consumidora à rede de AP, elaborado pelo operador da rede de transporte, mediante solicitação do consumidor.

Ao abrigo do artigo 28.º do Regulamento Tarifário, no caso dos clientes ligados em BP e com consumos anuais superiores a 11,9 GWh (1 milhão de m^3), mantém-se a regra de opção pelas tarifas de Acesso às Redes em MP. A regra para determinação do consumo anual de gás que servirá de base para a aplicação da tarifa de Acesso às Redes em MP é igual à regra definida para a tarifa de Acesso às Redes opcional em MP.

3.7.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR ÀS INSTALAÇÕES ABASTECIDAS POR UAG (PROPRIEDADE DE CLIENTES)

Nas instalações abastecidas por UAG propriedade do cliente, os custos aceites com o transporte por cisterna são transferidos pelo detentor da UAG para o operador da rede de transporte, sendo considerados no cálculo da tarifa da rede de transporte. Esta tarifa, que resulta da perequação de todos os custos de transporte (transporte por gasoduto e por cisterna), é aplicada de acordo com o princípio da uniformidade tarifária a todos os consumidores, independentemente de serem abastecidos a partir de uma UAG ou através de uma rede interligada com a rede de transporte.

As UAG propriedade de clientes são considerados um ponto de entrega da rede de transporte, faturando-se o acesso através de uma regra de faturação simplificada que consiste na aplicação de um preço em €/kWh à quantidade de energia entregue à UAG, determinada com base nas quantidades de gás descarregadas. A quantidade de energia entregue pode ser calculada com base no peso ou no volume das quantidades descarregadas, dispensando-se a instalação de um equipamento de medição criogénico.

O preço em €/kWh da tarifa de Acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG propriedade do cliente, resulta da soma do preço da tarifa de Uso da Rede de Transporte, do preço da tarifa de Uso Global do Sistema e do preço da tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador. O preço médio da tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador e o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte resulta da conversão das respetivas capacidades em energia, condicionadas por uma modulação de 150 dias.

Quadro 3-54 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente)

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES - UAG (propriedade de clientes)	
	Energia
	EUR/kWh
UAG - Propriedade de Clientes	0,000371

3.8 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, que estabeleceu o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para a extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m^3 é 31 de dezembro de 2022.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, na redação atual, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás a estes clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m^3 vigoram até 31 de dezembro de 2025.

As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em Alta Pressão e Média Pressão encontram-se extintas, desde julho de 2012 e outubro de 2020, respetivamente. As tarifas transitórias aplicáveis aos clientes em Baixa Pressão e com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m^3 apenas se aplicam até 31 de dezembro de 2022, data a partir da qual se extinguem.

O Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, remete para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a definição da metodologia de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, que veio a ser estabelecida pela Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º- A da referida Portaria n.º 359/2015, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso cabe à ERSE definir o parâmetro $Y_{i,p}$, que condiciona a variação do fator de agravamento.

De acordo com o estabelecido no n.º 2, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, a ERSE pode definir o parâmetro $Y_{i,p}$ até ao dia 30 do último mês do período em curso, para o período *p* seguinte, devendo assegurar que o resultado da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 não seja negativo, ou seja, assegurando que o fator de agravamento não é negativo.

$$FA_{i,p} = \left(Te'_{i,p-1} - Curg_p\right) + Y_{i,p}$$

De acordo com o definido no artigo 2.º da referida Portaria, $Te'_{i,p-1}$ corresponde à tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias de venda a clientes finais, deduzida dos custos médios de utilização do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo e das entradas na rede de transporte, para o ano gás 2021-2022, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores *i* (BP> e BP<).

A variável $Curg_p$ corresponde ao custo médio de aquisição de energia do CUR grossista previsto para o ano gás 2022-2023, conforme definido no RT.

A variável $Y_{i,p}$ corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de agravamento tendo em conta a evolução dos mercados de gás para o ano gás 2022-2023, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores.

Por fim, a variável resultante $FA_{i,p}$ corresponde ao fator de agravamento da tarifa de energia transitória do CUR retalhista, aplicável a partir de 1 de outubro de 2022, a cada um dos segmentos de consumidores.

No Quadro 3-55 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de outubro de 2022, assim como o valor das variáveis que o determinam. Não é aplicado qualquer fator de agravamento na BP<.

Quadro 3-55 - Fatores de agravamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2022

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	$Curg_p$	$Te'_{i,p-1}$-$Curg_p$	$\gamma_{i,\ p}$	$FA_{i,p}$
BP>	28,71	21,94	6,78	1,56	8,33
BP<	20,97	21,94	-0,97	0,97	0,00

No Quadro 3-56 apresentam-se as variações tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais resultantes dos fatores de agravamento da tarifa de energia transitória do CUR retalhista entre 1 de julho e 1 de outubro de 2022.

Quadro 3-56 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais entre 1 de julho e 1 de outubro de 2022

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	**Variação tarifária 2022-2023/2021-2022**
Baixa Pressão > (> 10 000 m^3/ano)	3,7%
Baixa Pressão < (≤ 10 000 m^3/ano)	3,9%

3.8.1 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M^3

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para os clientes com um consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m^3, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2022.

A ERSE procedeu a uma alteração do Regulamento Tarifário em abril de 2020, após consulta pública, aprovando um mecanismo de adequação da tarifa de energia, que prevê a possibilidade da tarifa de energia e das tarifas que dela dependem serem revistas trimestralmente [41].

Quadro 3-57 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m³/ano					
Escalão	(m³/ano)			Termo tarifário fixo	Energia
				EUR/dia	EUR/kWh
Escalão 1	0	-	220	0,0733	0,0580
Escalão 2	221	-	500	0,1103	0,0544
Escalão 3	501	-	1 000	0,1468	0,0515
Escalão 4	1 001	-	10 000	0,1705	0,0505

3.8.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2022. Estas tarifas aplicam-se até 31 de dezembro de 2022, data da extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BP>.

[41] Mecanismo aprovado pelo Regulamento ERSE n.º 5/2020, de 28 de abril.

Quadro 3-58 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m³ ANO					
Opção tarifária	(m³/ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Diária	10 000 - 700 000	0,2449	0,040106	0,033026	0,00150575
	≥ 700 000	0,2449	0,036614	0,033026	0,00150575
Mensal	10 000 - 100 000	2,0677	0,045185	0,041596	
	≥ 100 000	14,0722	0,042533	0,038944	

3.9 TARIFAS A APLICAR PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

O conceito de fornecimento supletivo encontra-se previsto no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e no n.º 2 do artigo 234.º do Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro, que aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás. Encontra-se previsto o fornecimento de gás por parte dos comercializadores de último recurso aos clientes finais economicamente vulneráveis, nas situações em que o comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade, bem como nos fornecimentos de gás em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado.

Em matéria de aplicação de tarifas de gás, o fornecimento supletivo está contemplado no artigo 16.º do Regulamento Tarifário (RT) do setor do gás. De acordo com o disposto no n.º 5 do referido artigo, aplicam-se aos clientes abrangidos as tarifas transitórias vigentes no ano gás e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa Social.

A tarifa de Venda a Clientes Finais, no âmbito do fornecimento supletivo do CUR, aplica-se também aos clientes que após extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais permaneçam no mercado regulado. As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AP e MP estão extintas, seguindo-se a da BP>, cuja extinção se concretiza a 1 de janeiro de 2023. Assim, para os fornecimentos nestes níveis de pressão, os CUR deverão aplicar uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, para cada um destes níveis de pressão.

3.9.1 TARIFA DE ENERGIA A APLICAR PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos CURr aos consumidores em AP, MP e BP> (BP> a partir de 1 de janeiro de 2023), no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário, apresentam-se no quadro seguinte.

Esta tarifa é determinada de acordo com a metodologia de cálculo descrita no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2022-2023", podendo ser revista trimestralmente, devido ao mecanismo de adequação da tarifa de energia referido no ponto 3.6.1.

Quadro 3-59 - Tarifa de Energia a aplicar pelos CURr no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFA DE ENERGIA	
Alta Pressão (EUR/kWh)	0,03104169
Média Pressão (EUR/kWh)	0,03106342
BP> (EUR/kWh)	0,03116904

3.9.2 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO A APLICAR PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços da tarifa de Comercialização a aplicar pelos CURr aos consumidores em AP, MP e BP> (BP> a partir de 1 de janeiro de 2023), apresentam-se no Quadro 3-43.

3.9.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços da tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelos CURr aos consumidores em AP, MP e BP> (BP> a partir de 1 de janeiro de 2023), no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário são os seguintes:

- Para fornecimentos aos Centros Electroprodutores aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário (Quadro 3-44).

- Para fornecimentos aos clientes em AP aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para as entregas a clientes em AP, (Quadro 3-45).
- Para fornecimentos em média pressão aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (Quadro 3-47, Quadro 3-48 e Quadro 3-49).
- Para fornecimentos em baixa pressão e com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m^3 aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão > (Quadro 3-50, Quadro 3-51 e Quadro 3-52).

3.9.4 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS A APLICAR PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr aos consumidores em AP e MP, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2022.

Para os consumidores em BP> as tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr no âmbito do fornecimento supletivo vigoram a partir 1 de janeiro de 2023.

Estas tarifas são calculadas através da soma da tarifa de Energia (ponto 3.9.1), da tarifa de Comercialização (ponto 3.9.2) e da tarifa de Acesso às Redes (ponto 3.9.3), associada a cada um destes níveis de pressão.

Quadro 3-60 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos produtores em regime ordinário, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS PRODUTORES DE ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/dia	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,1831	0,032491	0,00012318					
Flexível Diária	0,1831	0,032491					0,00073911	0,00123185
Flexível Mensal	0,1831	0,032491			0,00018478	0,00036955		
Flexível Anual	0,1831	0,032491	0,00012318	0,00018478				

Quadro 3-61 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Alta Pressão, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM ALTA PRESSÃO								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/dia	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,1831	0,032483	0,00012318					
Flexível Diária	0,1831	0,032483					0,00073911	0,00123185
Flexível Mensal	0,1831	0,032483			0,00018478	0,00036955		
Flexível Anual	0,1831	0,032483	0,00012318	0,00018478				

Quadro 3-62 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Média Pressão, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM MÉDIA PRESSÃO					
Opção tarifária	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	**< 2 000 000**	0,6606	0,033728	0,03279478	0,00083231
	≥ 2 000 000	0,6606	0,033261	0,03279478	0,00083231
Curtas Utilizações	**< 2 000 000**	0,6606	0,036849	0,03279478	0,00017479
	≥ 2 000 000	0,6606	0,036169	0,03279478	0,00017479
Mensal	**10 000 - 100 000**	1,4151	0,037999	0,03753278	

Quadro 3-63 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Média Pressão (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão), no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,6606	0,033261	0,032795	0,00083231	0,00104039

Quadro 3-64 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar CURr, aos clientes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal), no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,6606	0,033261	0,032795	0,00104039	0,00208078

Quadro 3-65 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Baixa Pressão>, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM BP > 10.000 m^3 POR ANO					
Opção tarifária	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	**10 000 - 700 000**	0,2449	0,040106	0,03302540	0,00150575
	≥ 700 000	0,2449	0,036614	0,03302540	0,00150575
Curtas Utilizações	**10 000 - 700 000**	0,2449	0,047896	0,03302540	0,00033126
	≥ 700 000	0,2449	0,045527	0,03302540	0,00033126
Mensal	**10 000 - 100 000**	2,0677	0,045185	0,04159640	
	≥ 100 000	14,0722	0,042533	0,03894440	

Quadro 3-66 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Baixa Pressão> (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão), no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM BP > 10.000 m^3 POR ANO (opção flexível anual)				
Opção tarifária	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
	Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,040106	0,033025	0,00150575	0,00188219

Quadro 3-67 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar CURr, aos clientes em Baixa Pressão> (opção flexível com contratação exclusivamente mensal), no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM BP > 10.000 m^3 POR ANO (opção flexível mensal)				
Opção tarifária	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
	Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,040106	0,033025	0,00188219	0,00376437

3.10 TARIFA SOCIAL

A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de gás que se encontrem numa situação de carência socioeconómica é uma das medidas adotadas, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas, em conformidade com a Diretiva 2009/73/EC, de 13 de julho, alterada pelo Regulamento (UE) 2018/1999 e Diretiva(UE) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho.

O Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, na redação da Lei 7-A/2016, de 30 de março estabeleceu que os clientes vulneráveis poderão usufruir de uma tarifa social de gás. Esta decisão é orientada pelo facto de existirem alguns consumidores de gás em situação de carência socioeconómica optando-se, para a sua elegibilidade, por um critério que coincide com o das prestações atribuídas no âmbito do sistema de segurança social, em linha com o já estabelecido para o sector elétrico.

O artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 introduziu a 1.ª alteração ao Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, redesenhando os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de eletricidade e gás, com vista a um modelo único e automático. O Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, procedeu à 2.ª alteração ao Decreto-Lei n.º 101/2011, concretizando o alargamento da tarifa social a mais situações de insuficiência social e económica, designadamente a todas as situações de desemprego e a todos os regimes associados à pensão social de invalidez.

De acordo com o artigo 209.º da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás "*são suportados pelas*

empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior".

O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou, através do Despacho n.º 4049/2022, de 7 de abril, o desconto da tarifa social de gás aplicável a partir de 1 de outubro de 2022 até 30 de setembro de 2023, correspondendo a um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais. Este desconto é veiculado através da tarifa social de acesso às redes, de modo a permitir a oferta do mesmo por todos os comercializadores, representando um desconto médio de 64,4% nas tarifas de acesso às redes.

Para se obter o referido desconto na tarifa de Acesso às Redes, a ERSE adota a seguinte metodologia nos termos do Regulamento Tarifário:

- Anula preferencialmente o termo fixo da tarifa de Acesso às Redes [42], maximizando assim o desconto no termo fixo, de modo a transmitir aos clientes um sinal preço dos seus consumos e assim racionalizar e garantir a eficiente utilização do recurso gás. A anulação do termo fixo da tarifa de Acesso às Redes não implica a anulação do termo fixo da tarifa social de Venda a Clientes Finais, dado que esta tarifa inclui ainda o termo fixo de comercialização, não sujeito a desconto.
- Aplica um desconto adicional no preço de energia da tarifa de Acesso às Redes, calculado de forma a obter um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Estes descontos são incluídos na tarifa social de Acesso às Redes, sendo ambos apresentados no capítulo 3.10.1, e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, apresentadas no capítulo 3.10.2.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio de desemprego, aos beneficiários do 1.º escalão do abono de família ou aos beneficiários da pensão social de invalidez.

Os clientes economicamente vulneráveis que podem beneficiar de uma tarifa social são consumidores domésticos, titulares de um contrato de fornecimento de gás para a sua habitação permanente com consumo anual igual ou inferior a 500 m^3.

[42] No caso do 2.º escalão de consumo a anulação é apenas parcial, uma vez que a anulação total iria resultar em termos de energia crescentes com o escalão de consumo ao nível da tarifa social de Venda Clientes Finais.

Conforme apresentado no Quadro 3-68, cerca de 54,1 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás no final do 4.º trimestre de 2021, representando um acréscimo de 64,6% em relação ao trimestre homólogo.

Para o ano gás 2022-2023 prevê-se que cerca de 56,7 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás. O valor total do número de clientes com tarifa social de gás previsto para o ano gás 2022-2023 tem como base os dados enviados pelos comercializadores de gás para a ERSE, no âmbito da monitorização de preços no mercado retalhista de gás, assumindo-se o valor máximo de número de clientes com tarifa social registado durante o ano de 2021 (2.º trimestre de 2021).

Quadro 3-68 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás

	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021	T1 2022	Variação T12022/T12021	Variação T42021/T42020
Mercado Regulado	3 013	2 945	2 894	2 734	2 574	2 555	2 330	2 342	4 296	4 198	3 926	3 735	3 515	-18,2%	59,5%
Mercado Livre	32 967	32 229	32 310	32 888	32 298	31 371	30 467	30 512	51 893	52 490	51 149	50 343	48 704	-6,1%	65,0%
Total	**35 980**	**35 174**	**35 204**	**35 622**	**34 872**	**33 926**	**32 797**	**32 854**	**56 189**	**56 688**	**55 075**	**54 078**	**52 219**	**-7,1%**	**64,6%**

Fonte: ERSE (dados obtidos no âmbito da monitorização preços mercado retalhista de gás)

Os comercializadores de gás devem promover a divulgação de informação sobre a existência da tarifa social e a sua aplicação aos clientes finais economicamente vulneráveis.

3.10.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

Às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores das redes de distribuição, que tenham solicitado a tarifa social, aplica-se a tarifa social de Acesso às Redes.

No quadro seguinte apresentam-se os preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2022-2023, para os dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 3-69 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BAIXA PRESSÃO			
Escalão	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia
		EUR/dia	EUR/kWh
Escalão 1	0 - 220	0,0000	0,012177
Escalão 2	221 - 500	0,0020	0,012194

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis são os seguintes:

Quadro 3-70 - Desconto da tarifa social

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BAIXA PRESSÃO			
Escalão	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia
		EUR/dia	EUR/kWh
Escalão 1	0 - 220	0,0158	0,019972
Escalão 2	221 - 500	0,0396	0,016397

3.10.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais Social dos Comercializadores de último recurso retalhistas, aplicáveis aos consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m^3, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2022, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-71 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO			
Escalão	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia
		EUR/dia	EUR/kWh
Escalão 1	0 - 220	0,0575	0,0381
Escalão 2	221 - 500	0,0709	0,0380

4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2022-2023

4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 282.º, 284.º e 285.º do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC) estabelecem, respetivamente, que cabe à ERSE a fixação anual dos seguintes valores:

- Preço de leitura extraordinária;
- Quantia mínima a pagar em caso de mora;
- Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás.

Do mesmo modo, estabelecem os artigos 166.º e 177.º do RRC, este último em leitura conjugada com o que decorre da Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho, que a ERSE deverá aprovar:

- Encargos com a rede a construir;
- Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes;
- Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m^3 (n).

Em conformidade com os mencionados preceitos do RRC, a aprovação pela ERSE dos preços anteriormente referidos deve ter em conta as propostas apresentadas pelos operadores de redes ou pelos comercializadores de último recurso retalhistas, consoante o caso.

4.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

Os comercializadores de último recurso retalhistas propuseram a manutenção, para o ano gás 2022-2023, dos valores em vigor relativos à quantia mínima a pagar em caso de mora, justificando a proposta com a adequação desses valores ao objetivo de sinalização da necessidade de cumprimento dos prazos de pagamento.

Em relação aos preços dos serviços prestados pelos operadores das redes de distribuição, a ERSE recebeu propostas da Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND) (em representação dos operadores das redes de

distribuição Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Setgás e Tagusgás), da REN Portgás Distribuição, S.A. e da Sonorgás, nos termos que se resumem de seguida.

Assim, a GGND propôs um aumento de 12% dos preços relativos aos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás e a manutenção dos restantes preços atualmente em vigor. A GGND justificou a proposta de aumento com base na projeção de custos que realizou para o ano gás 2022-2023, muito condicionada pela subida de preços de matérias-primas, combustível e mão-de-obra especializada resultante, em larga medida, da pandemia de COVID-19 e do conflito armado na Ucrânia. Por seu lado, a proposta de manutenção dos restantes preços foi justificada com a preocupação em não onerar os consumidores, atento o vetor sustentabilidade do Sistema Nacional de Gás (SNG), apesar da pressão inflacionista.

A proposta da REN Portgás Distribuição, S.A., tal como a da Sonorgás, resulta num aumento generalizado de 12% dos preços atualmente em vigor, com base na sua projeção de custos para o próximo ano gás, influenciada pela tendência confirmada de subida dos diversos fatores de produção, face à instabilidade económica provocada pela pandemia de COVID-19 e pelo conflito armado na Ucrânia.

Adicionalmente, GGND, REN Portgás Distribuição, S.A. e Sonorgás propuseram, conjuntamente, a revisão da percentagem do custo verificado para a construção de ligação à rede de distribuição de instalações com consumo anual superior a 10 000 m^3(n), prevista na al. b) do n.º 1 do art.º 168.º do RRC e concretizada, em 20%, na al. b) do n.º 1 do art.º 5.º do Anexo à Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho. A proposta prevê um aumento escalonado da referida percentagem em função da distância à rede da instalação a ligar, com valor máximo de 20%. De acordo com os operadores das redes, a proposta visa melhorar a atratividade das condições de captação destes clientes, do denominado segmento empresarial, cuja ligação à rede fomenta a sustentabilidade e eficiência do SNG.

4.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2022-2023

4.3.1 ANÁLISE DAS PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

Os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição de gás e pelos comercializadores de último recurso retalhistas.

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores das redes, que têm uma natureza individualizada, ou seja, não correspondem a atuações sistémicas dos operadores. Fundamentalmente por esta razão, é definido um preço explicitado dessa atuação, de modo a que a utilização destes serviços, garantida uma correta alocação de custos, não corresponda a um aumento dos custos operacionais dos operadores das redes e, consequentemente, das tarifas de uso das redes suportadas por todos os utilizadores.

Por outro lado, a natureza regulada do preço destina-se a assegurar que a prestação do serviço é nivelada, de acordo com regras de requisição e custeio transparentes. É neste sentido que se promove, no quadro da definição do preço para estes serviços regulados, por um lado, a aderência dos mesmos aos custos incorridos pelo prestador do serviço (princípio do utilizador pagador) e, por outro lado, a uniformidade de preços no território nacional, evitando discriminação dos consumidores com base na sua localização geográfica, de resto em linha com as recomendações do Conselho Tarifário da ERSE.

No exercício anual de fixação dos preços dos serviços regulados do setor do gás, a ERSE tem aceitado as propostas das empresas que sejam devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação e, na ausência dessas propostas, mantido os preços. Note-se que, ao contrário do que sucede no setor elétrico, no caso do setor do gás, não se encontra estabelecida regulamentarmente a possibilidade de atualização automática com recurso a indexante de preço.

Tendo por base o enquadramento anterior e as propostas apresentadas pelas empresas, os preços dos serviços regulados, para o ano gás 2022-2023, são atualizados nos seguintes termos:

- No que se refere à quantia mínima a pagar em caso de mora, mantêm-se os valores em vigor, como proposto pelos comercializadores de último recurso retalhistas;

- No que se refere aos preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás, é aprovado um aumento de 12% face aos valores em vigor, como proposto pelos operadores das redes de distribuição. Com efeito, é já muito evidente, em vários setores da atividade económica, uma subida de preços, em resultado dos eventos extraordinários que se conhecem. Cabe referir que este aumento que agora se concretiza, e que se reconhece expressivo, surge na sequência de um período de 10 anos, durante o qual os preços dos serviços regulados do setor do gás se mantiveram inalterados;

- No que se refere aos encargos com a rede a construir e aos valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás, é aprovado um

aumento de 12% face aos valores em vigor, como proposto pela REN Portgás Distribuição, S.A. e pela Sonorgás, e com a fundamentação acima aduzida.

Em último lugar, cabe referência à proposta apresentada pelos operadores das redes de distribuição para revisão da percentagem do custo verificado para a construção de ligação à rede de distribuição de instalações com consumo anual superior a 10 000 m^3(n). A ERSE regista de forma muito positiva esta iniciativa dos operadores, sistematizando a sua análise nos seguintes termos:

- A proposta, ao prever o escalonamento da percentagem em função da distância à rede da instalação a ligar, constitui-se como uma alteração significativa do atual enquadramento, que ultrapassa a mera atualização dos valores em vigor. Nesta medida, a ERSE entende desejável que a sua discussão se faça de forma mais alargada, não circunscrita ao Parecer do Conselho Tarifário no contexto da proposta de tarifas e preços;

- A proposta surge no âmbito da aprovação pela ERSE de preços regulados para o último ano gás do atual período regulatório. Ora, entende a ERSE que o momento mais adequado para a necessária discussão de proposta com estas características é no contexto do exercício de revisão regulamentar que antecede o novo período regulatório. Assim, sugere-se que, nesse âmbito, os operadores das redes de distribuição possam apresentar à ERSE esta proposta, eventualmente revista nos termos do ponto seguinte;

- A proposta apresentada pelos operadores das redes de distribuição não exibe, na análise realizada pela ERSE, o grau de fundamentação que seria desejável para a sua aprovação. Assim, importa não apenas densificar a relação proposta entre percentagem de custo a suportar pelo requisitante e distância de ligação à rede, mas também os próprios valores percentuais correspondentes a cada escalão de distância e, bem assim, enquadrar o exercício à luz da aplicação dos valores em vigor nos últimos anos, de modo a possibilitar a aferição dos critérios ativos (sobrecusto de veiculação de gás versus percentagem do custo verificado), em função, designadamente, da distância à rede e do nível de pressão. Faz-se notar que esta percentagem se constitui como o valor mínimo dos encargos suportados pelo requisitante de ligação à rede, pelo que alterações no seu valor e estrutura impactam no nível de investimento suportado pelo SNG. Assim, considera-se também determinante que os operadores de rede apresentem a estimativa do impacte da proposta a esse nível.

4.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

As quantias mínimas a pagar em caso de mora assumem no ano gás 2022-2023 os valores que se apresentam no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 - Quantia mínima a pagar em caso de mora
(clientes com consumo anual até 10 000 m³ (n)) (ano gás 2022-2023)

Unidades:EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor 2021-2022	Preços para 2022-2023	
		Preços	Variação face aos preços em vigor (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0%
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0%

Os prazos referidos no Quadro 4-1 são contínuos.

4.3.3 PREÇO DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O preço do serviço de leitura extraordinária no ano gás 2022-2023 assume o valor apresentado no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Preço para o serviço de leitura extraordinária (ano gás 2022-2023)

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preço em vigor 2021-2022	Preço para 2022-2023	
			Preço	Variação face ao preço em vigor (%)
Todos os clientes	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	14,17	15,87	12%

Ao valor constante do Quadro 4-2 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

O encargo de leitura extraordinária constante do quadro anterior não é aplicável aos clientes com telecontagem.

4.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE GÁS

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás no ano gás 2022-2023 são os indicados no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás (ano gás 2022-2023)

Unidades:EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor 2021-2022	Preços para 2022-2023	
			Preços	Variação face aos preços em vigor (%)
Todos os clientes	Interrupção de fornecimento:	17,01	19,05	12%
	Restabelecimento do fornecimento:			
	Dia útil (8h às 18h)	25,51	28,57	12%
	Dia útil (18h às 24h)	30,32	33,96	12%
	Restantes dias	30,32	33,96	12%
	Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento	9,81	10,99	12%

Aos valores constantes do Quadro 4-3 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Os horários de prestação dos serviços devem respeitar o previsto no Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás.

4.3.5 ENCARGOS COM A REDE A CONSTRUIR

Os encargos com a rede a construir no ano gás 2022-2023 são os indicados no Quadro 4-4.

Quadro 4-4 - Encargos com a rede a construir
(instalações com consumo anual até 10 000 m³ (n), dentro da área de influência da rede de distribuição)
(ano gás 2022-2023)

Unidades:EUR

Encargos com a rede a construir	Preços em vigor 2021-2022	Preços para 2022-2023	
		Preços	Variação face aos preços em vigor (%)
Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (€/m)	30,90	34,61	12%
Rede a construir (€/m)	49,50	55,44	12%

Aos valores constantes do Quadro 4-4 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3.6 FATORES A CONSIDERAR PARA O CÁLCULO DO SOBRECUSTO DE VEICULAÇÃO DE GÁS PARA LIGAÇÕES ÀS REDES DE INSTALAÇÕES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³ (N)

O artigo 168.º do RRC estabelece que os encargos de ligação à rede de distribuição de instalações de clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (n), a suportar pelo requisitante, correspondem ao maior dos seguintes valores:

a) Sobrecusto de veiculação de gás relativamente ao custo médio dos ativos considerados para efeitos de cálculo das tarifas de uso das redes, resultante da ligação da instalação à rede de distribuição;

b) Percentagem do custo verificado para a construção da ligação em causa.

Para este efeito, utiliza-se a fórmula de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás estabelecida na Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho, que fixou em 20% o valor da percentagem referida no atual artigo 168.º do RRC.

A fórmula de determinação do sobrecusto de veiculação de gás natural (S_p) é a seguinte:

$S_p = I_p - F_j \times Q_p$

em que:

I_p Valor do investimento na ligação à rede (€)

Q_p Caudal anual previsto na instalação a ligar à rede (kWh)

A aplicação da fórmula de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás prevê a publicação anual pela ERSE de um fator para cada nível de pressão (Fj). Deste modo, a aplicação da metodologia estabelecida na Diretiva n.º 2/2011 aos custos do capital unitário médio global dos operadores das redes de distribuição para baixa e média pressão e às quantidades de consumo consideradas na proposta de tarifas para o ano gás 2022-2023 conduz aos seguintes fatores:

- Baixa Pressão (> 10 000 m^3(n)) – 0,045649 €/kWh
- Média Pressão – 0,017368 €/kWh

4.3.7 VALORES DE REFERÊNCIA A CONSIDERAR NO CÁLCULO DOS CUSTOS DE INTEGRAÇÃO DE POLOS DE CONSUMO EXISTENTES NAS REDES DE GÁS

O artigo 177.º do RRC prevê a fixação de limites (valores de referência) aos custos a considerar para efeitos tarifários nas operações de integração nas redes de gás de polos de consumo existentes.

Para efeitos de integração nas redes de distribuição de gás, o n.º 3 do artigo 177.º do RRC prevê as seguintes situações:

a) Instalações servidas por redes de distribuição utilizadas para veicular outros gases combustíveis;

b) Instalações não servidas por redes de distribuição de gases combustíveis.

Os custos suportados pelo SNG a título de conversões e reconversões, no ano gás 2022-2023, devem considerar os valores de referência estabelecidos no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Valores de referência (ano gás 2022-2023)

Unidades:EUR

Valores de referência	Valores em vigor 2021-2022	Valores para 2022-2023	
		Valores	Variação face aos valores em vigor (%)
Situações previstas na alínea a) do n.º 3 do artigo 177.º do RRC	337,50	378,00	12%
Situações previstas na alínea b) do n.º 3 do artigo 177.º do RRC	570,00	638,40	12%

Aos valores constantes do quadro anterior aplica-se casuisticamente o parâmetro de eficiência apurado para cada ORD em função da seguinte expressão [A] e por aplicação do termo de eficiência expresso no Quadro 4-6.

$P^{j}_{t,i}=VR^{j}_{t}.(1-e_i)$, [A], em que

- P^{j}_{t} corresponde ao valor final de referência para o ORD i, a vigorar no ano gás t, onde j corresponde à tipologia prevista nas alíneas a) ou b) do n.º 3 do artigo 177.º do RRC;
- VR^{j}_{t} corresponde ao valor de referência a aprovar pela ERSE e a vigorar no ano gás t, onde j corresponde à tipologia prevista nas alíneas a) ou b) do n.º 3 do artigo 177.º do RRC;
- e_i corresponde ao fator de eficiência (aplicável ao ORD i) para cada um dos escalões na tabela definida anteriormente.

Quadro 4-6 – Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência (ano gás 2022-2023)

Investimento/PA/MWh	Evolução Inv/PA/MWh [(s-1)/(s-2) – 1]	Fator de eficiência
< 400 €		0%
[400 €; 500 €]	> 0%	4%
	[-2%; 0%]	3%
	]-2%;-5%]	2%
	< -5%	1%
> 500 €	> 0%	5%
	[-2%; 0%]	4%
	]-2%;-5%]	3%
	< -5%	2%

5 CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CISTERNA

Os custos de transporte de GNL em cisterna para unidades autónomas de gás natural (UAG) privativas ou públicas, incorridos pelos comercializadores, são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT) até um determinado custo máximo (nos termos do art.º 153.º do Regulamento Tarifário). Consequentemente, estes custos do ORT são considerados no cálculo dos proveitos da atividade de transporte. Em contrapartida, os agentes de mercado que transportam gás natural em cisterna pagam a tarifa de uso da rede de transporte relativamente aos fornecimentos em UAG, tal como sucede para os fornecimentos em redes interligadas. Este mecanismo, previsto no Regulamento Tarifário, permite uma perequação de custos evitando a discriminação negativa de zonas do país sem acesso à rede de transporte.

De acordo com a Diretiva da ERSE n.º 12/2021, de 29 de junho, os valores do custo máximo elegível para financiamento pelo ORT, atribuído aos agentes de mercado que recorram ao transporte de GNL em cisterna, são função da distância entre o Terminal de GNL em Sines e a Unidade Autónoma de GNL, resultando da aplicação da fórmula seguinte:

Ca = F x E x Dist + TF + Port

em que:

Ca (€) - Custo máximo elegível a suportar pelo operador da rede de transporte.

F (€/MWh/km) – Fator da componente variável definida anualmente pela ERSE.

E (MWh) – Energia transportada em cada cisterna.

Dist (km) – Distância ao Terminal de GNL em Sines reconhecida para cada UAG.

TF (€) – Termo fixo definido anualmente pela ERSE.

Port (€) – Valor das portagens, por UAG.

Os valores em vigor no ano-gás 2021-2022 são os seguintes:

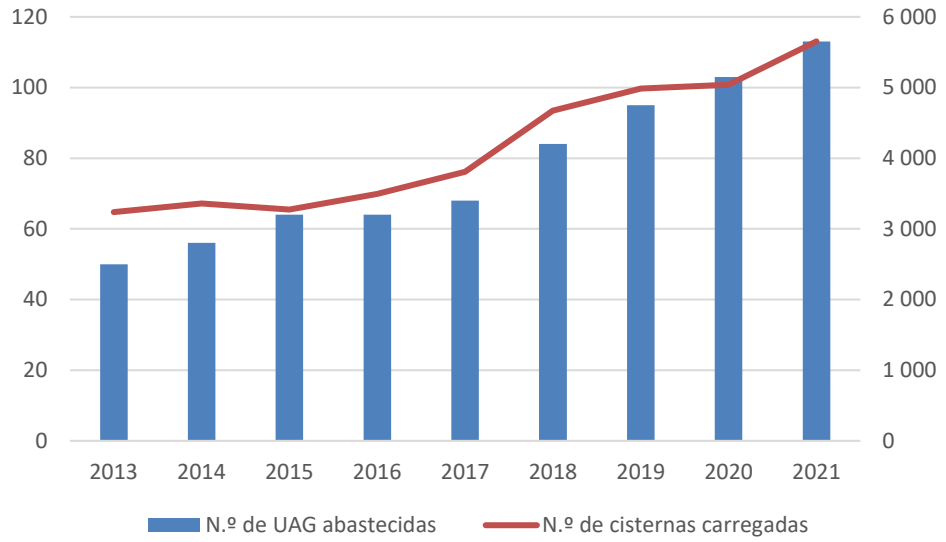
F = 0,0080 €/MWh/km

TF = 230 €

ANÁLISE DOS CUSTOS DE TRANSPORTE DE GNL EM CISTERNA VERIFICADOS EM 2021

O ORT disponibilizou informação relativa à evolução do abastecimento anual de UAG, onde identifica as quantidades abastecidas, a energia total transportada e respetivos custos totais e aceites. Nesta informação, é identificado o aumento de 10% no número de UAG abastecidas, de 12% no número de cargas de cisternas e de 11% na respetiva energia transportada, de 2021 relativamente a 2020. A proporção do custo coberto[43] pelo financiamento do ORT varia consoante o comercializador e situa-se entre 90% e 100% do custo total incorrido pelo comercializador. A Figura 5-1 representa a evolução da quantidade de UAG abastecidas e das cisternas carregadas.

Figura 5-1 – Caracterização de quantidade de UAG e cisternas



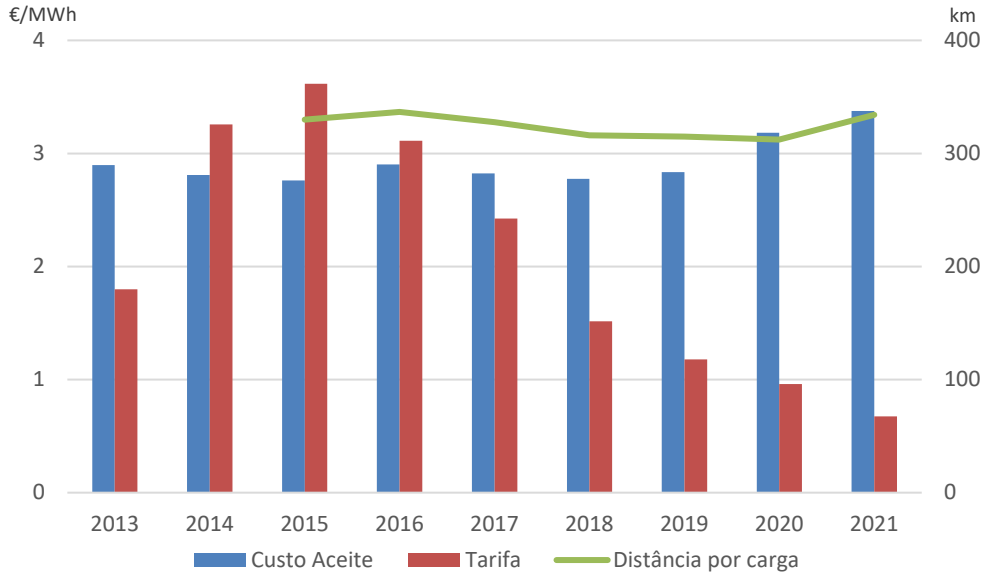
O sistema vigente, em que os comercializadores de clientes em redes abastecidas por UAG pagam a tarifa de acesso às redes, conduz a que o sobrecusto do transporte de GNL em cisterna face ao transporte por gasoduto seja reconhecido nos proveitos da atividade de transporte e refletido em todos os clientes de gás. Importa assim analisar a evolução do referido sobrecusto. Na Figura 5-2 apresenta-se o custo unitário aceite e a tarifa de acesso[44] paga pelos operadores, nos últimos nove anos, onde se destaca a redução da

[43] Quociente entre o custo aceite para um determinado comercializador (limitado pelo custo máximo) e o custo total suportado por esse comercializador.
[44] Tarifas de acesso às redes a aplicar a instalações abastecidas por UAG publicadas pela ERSE.

tarifa e o aumento do custo aceite relativamente a 2020. O aumento do custo aceite em 2021 deve-se ao aumento da distância média percorrida por cada carregamento.

Importa referir que os números apresentados não consideram as cargas para a UAG de Socorridos, na Região Autónoma da Madeira[45], nem as cargas para exportação ou para operações de *bunkering truck-to-ship*, por não se considerarem no âmbito do SNG[46].

Figura 5-2 – Custo unitário aceite e tarifa a suportar pelos operadores



O Gestor Logístico das Unidades Autónomas de GNL (GL-UAG) entregou à ERSE o relatório anual de atividades relativo a 2021, conforme previsto no Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG.

O GL UAG releva a introdução de uma nova UAG por parte do ORD REN Portgás, o que originou pela primeira vez a realização de uma descarga partilhada, entre dois ORD distintos. O GL UAG refere ainda que, em 2021, foi integrada uma nova solução logística com o transportador Medway para transporte ferroviário, permitindo concretizar os objetivos de segurança de abastecimento, renovação de frota e redução de impacto ambiental pretendidos pelo GL UAG.

[45] As cargas destinam-se à Central Termoelétrica da Vitória na Ilha da Madeira, utilizando transporte rodoviário de Sines até ao Porto de Lisboa, transporte marítimo entre Lisboa e o Funchal e transporte rodoviário entre o Funchal e Socorridos. Em 2021 verificaram-se 1 864 cargas para Socorridos, num total de 491 559 MWh.

[46] Refere-se ainda que em 2021 foram efetuadas cinco cargas de camiões cisterna em Sines para destinos internacionais, num total de 795 MWh.

VALORES A VIGORAR NO ANO GÁS 2022-2023

A fórmula de cálculo do custo máximo e os respetivos parâmetros foram alterados no início do período regulatório, passando o custo das portagens a ser considerado como parcela autónoma.

Em fevereiro, antecedendo a decisão tarifária, o ORT efetuou um estudo, que atualizou em maio tendo em conta as informações disponíveis à data, considerando as revisões de contratos já conhecidas e a perspetiva do aumento dos preços a suportar pelos comercializadores, devido à instabilidade sentida atualmente na Europa que afetou também a inflação, afetando os custos dos contratos de transporte e os custos das empresas transportadoras. Da mais recente atualização desse estudo resultou uma proposta de ajustamento aos parâmetros da fórmula atual, para TF = 220 e F = 0,009. O estudo aponta para que os novos parâmetros assegurem uma cobertura de 99% dos custos reais totais previstos, representando um aumento na ordem dos 4% do custo máximo aceite face ao ano gás 2021-2022. O ORT propõe ainda acrescentar um fator de correção à componente variável, associado à variação do preço do gasóleo, revisto semestralmente e submetido à aprovação da ERSE, caso se verifique uma variação de amplitude superior a 5% (a subir ou descer).

O Conselho Tarifário aconselhou a ERSE a reponderar os parâmetros propostos, alertando para os efeitos do aumento do preço dos combustíveis na sustentabilidade da operação dos transportadores.

Tendo em atenção os estudos apresentados e o parecer do Conselho Tarifário, a ERSE entente ser necessária a atualização dos parâmetros da fórmula do custo máximo na atual conjuntura, no sentido proposto pelo ORT.

O acentuada volatilidade e incerteza dos mercados de energia nas circunstâncias presentes tem particular efeito sobre o preço dos combustíveis para transporte. Como tal, a fixação de um preço máximo para vigorar entre outubro de 2022 e setembro de 2023 pode sofrer com alterações de contexto significativas. Para minimizar este problema, dado o especial contexto económico e atendendo à posição do Conselho Tarifário que recomendou à ERSE que reponderasse os parâmetros, a ERSE complementou a revisão dos parâmetros base do custo máximo com um mecanismo de correção trimestral ao parâmetro variável da fórmula de custo máximo.

O mecanismo de ajustamento aplica uma variação incremental ao parâmetro variável, em função da média trimestral do preço médio diário do gasóleo simples publicado pela DGEG, sem IVA. O ajustamento aplica-se em qualquer sentido, para subir ou reduzir o valor do parâmetro, mas apenas quando a amplitude da variação de preço do gasóleo simples seja superior a 5%. Deste modo, apenas se altera o valor do

parâmetro quando variações significativas afetem os preços do gasóleo, no trimestre anterior. A variação do preço do gasóleo simples é determinada, em média trimestral, face à referência do primeiro trimestre de 2022.

A variação de preços do gasóleo impacta o custo de transporte apenas numa parcela. Esse impacte depende da estrutura de custos de cada empresa de transportes, do modelo logístico utilizado (note-se, por exemplo, o modelo misto rodoviário-ferroviário) e dos outros aspetos contratuais. Não pretendendo reproduzir integralmente e com rigor todas essas condicionantes, assume-se que o preço do gasóleo impacta em 35% no custo variável de transporte.

Tendo presente o exposto, mantém-se a metodologia vigente no ano gás anterior, alterando-se os parâmetros para cálculo do custo máximo elegível para financiamento do transporte de GNL em cisterna pelo ORT, para o ano gás 2022-23, e introduzindo um ajuste trimestral do parâmetro variável:

$$Ca = F \times E \times Dist + TF + Port$$

em que:

Ca (€) - Custo máximo elegível a suportar pelo operador da rede de transporte.

F (€/MWh/km) - Fator da componente variável, definido anualmente pela ERSE e ajustado pelo mecanismo trimestral de correção do preço dos combustíveis.

E (MWh) – Energia transportada em cada cisterna.

Dist (km) – Distância ao Terminal de GNL em Sines reconhecida para cada UAG.

TF (€) – Termo fixo definido anualmente pela ERSE.

Port (€) – Valor das portagens, por UAG.

Para o ano gás de 2022-2023, os parâmetros do custo máximo aceite são:

F = 0,0090 €/MWh/km

TF = 220 €

O valor de F é sujeito a uma correção para cada trimestre do ano-gás, começando no trimestre de outubro a dezembro de 2022, considerando:

$$\Delta Pg^{Tri} = \frac{\text{Média (Pg) no trimestre Tri}}{\text{Média (Pg) no 1º trimestre de 2022}} - 1 \text{ (em \%)}$$

Pg- preço médio diário do gasóleo simples publicado pela DGEG, sem IVA

Se, num dado trimestre, $|\Delta Pg| \geq 5\%$, então o parâmetro F é corrigido no trimestre seguinte da seguinte forma:

$$F'^{Tri} = F \times \left(1 + \Delta Pg^{Tri-1} \times 0{,}35\right)$$

Para aplicação ao cálculo do custo máximo, o valor de F' deve ser arredondado à quarta casa decimal.

O ORT deve calcular o parâmetro variável a aplicar em cada trimestre do ano-gás, comunicando aos agentes de mercado e ao GL UAG e dando conhecimento à ERSE.

Na sequência da revisão do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG em 2021, os operadores das redes de distribuição apresentaram à ERSE uma proposta de metodologia de compensação das redes abastecidas por UAG, que está a ser analisada e desenvolvida com os demais operadores. Esta metodologia de compensação poderá alterar o quadro de responsabilidades dos comercializadores e os procedimentos aplicáveis à programação das cargas de GNL por cisterna, podendo assim impactar na fórmula de determinação do custo máximo do transporte por cisterna. A ERSE considera que eventuais alterações dessa fórmula só poderão ter lugar no contexto da discussão da própria metodologia de compensação ou depois da sua definição.

6 ANÁLISE DE IMPACTES

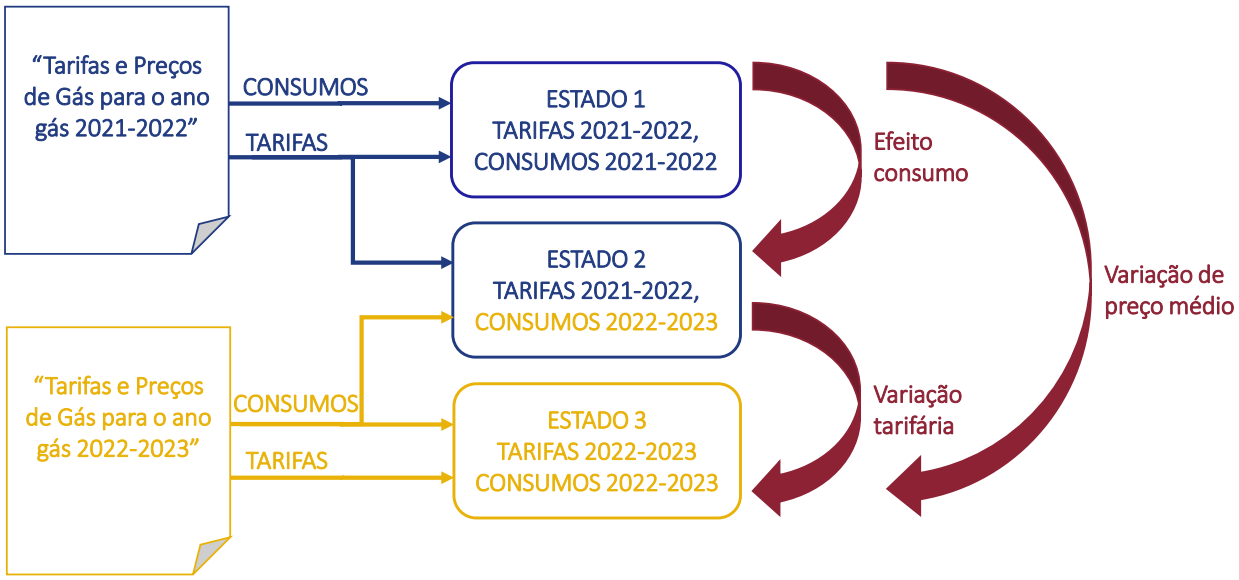
No presente capítulo apresentam-se os impactes verificados nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2022-2023. Os impactes são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios: i) das tarifas por atividade; ii) das tarifas de Acesso às Redes; iii) das tarifas Aditivas de Venda a Clientes Finais; e iv) das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3.

A evolução nominal destes preços médios é representada através de três estados distintos:

- "Tarifas 2021-2022, consumos 2021-2022": O primeiro estado corresponde à situação no ano gás 2021-2022, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2021-2022, conforme o documento "Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2021-2022" da ERSE;
- "Tarifas 2021-2022, consumos 2022-2023": O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2022-2023, conforme o presente documento, embora assumindo as tarifas do ano gás 2021-2022;
- "Tarifas 2022-2023, consumos 2022-2023": O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas para 2022-2023 e as respetivas quantidades para o mesmo ano gás.

Desta forma identificam-se os efeitos que afetam a variação dos preços médios das tarifas no que respeita, por um lado, à variação dos seus preços e, por outro lado, à alteração das quantidades da procura. A variação do preço médio resulta da conjugação do efeito da variação de preços das tarifas (variação tarifária) e do efeito de alteração das quantidades da procura (efeito consumo).

Figura 6-1 - Explicitação da variação tarifária



6.1 RECEITAS A RECUPERAR NAS TARIFAS DO SETOR DO GÁS

O quadro seguinte apresenta as receitas do setor do gás, por entidade, a recuperar com as tarifas reguladas do ano gás 2022-2023, designadamente pelo operador do terminal de GNL (OTGNL), pelo operador do armazenamento subterrâneo (OAS), pelo operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), pelo operador da rede de transporte (ORT), pelos operadores das redes de distribuição (ORD) e pelos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr). Adicionalmente, é apresentado o valor total das receitas a recuperar através das tarifas na ótica do cliente final, isto é, o valor repercutido nos clientes finais do setor do gás, líquido de ajustamentos de faturação entre as várias entidades.

Quadro 6-1 - Receitas do setor a recuperar nas tarifas reguladas no ano gás 2022-2023

Unidade: milhares de euros

	Receitas	Receitas, por entidade					
	Total	OTGNL	OAS	OLMC	ORT	ORD	CURr
Tarifas por atividade							
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	22 613	22 613					
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	17 117		17 117				
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	25 156				23 908	6 773	170
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	436			359	359	436	58
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	5 414				5 126	2 378	60
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	-938				-334	-816	-80
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	218 898					218 898	20 264
Tarifa de Energia (excluindo sobreproveito das tarifas transitórias)	14 992						14 992
Tarifa de Comercialização	6 520						6 520
Sub-total	**310 208**	**22 613**	**17 117**	**359**	**29 060**	**227 669**	**41 984**
Outros valores							
Desconto social	-2 571					-2 571	-190
Desconto por aplicação das tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP	-5 869					-5 869	
Sobreproveito das tarifas transitórias	355						355
Sub-total	**-8 084**	**0**	**0**	**0**	**0**	**-8 440**	**166**
TOTAL	**302 123**	**22 613**	**17 117**	**359**	**29 060**	**219 229**	**42 150**

As receitas do **OTGNL**, resultam da aplicação de uma tarifa regulada aos agentes de mercado pela utilização dos serviços de receção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL (secção **3.1**), designadamente a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.

As receitas do **OAS**, resultam da aplicação de uma tarifa regulada aos agentes de mercado pela utilização do armazenamento subterrâneo (secção **3.2**), a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

As receitas do **OLMC**, resultam da aplicação de uma tarifa regulada ao ORT (secção **3.3**), designadamente a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

As receitas do **ORT**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas a um conjunto de agentes [47] (secção **3.4**), designadamente a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador e a tarifa de Uso Global do Sistema [48].

As receitas dos **ORD**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas às entregas a clientes do comercializador de último recurso e a clientes no mercado liberalizado (secção **3.5**), designadamente a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a

[47] Para mais informação, consulte a informação relativa ao Quadro 6-2.
[48] A tarifa de Uso Global do Sistema subdivide-se na Parcela I e na Parcela II.

tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição [49]. A soma destas tarifas reguladas forma a tarifa de Acesso às Redes (secção **3.7**).

As receitas dos **CURr**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas às entregas a clientes dos CURr, designadamente a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização (secção **3.6**), para além da tarifa de Acesso às Redes. Adicionalmente, a aplicação de um fator de agravamento, legalmente previsto, aos clientes que não pertençam a BP<, resulta num valor designado por sobreproveito das tarifas transitórias. A soma das tarifas aplicadas pelos CURr forma a tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (secção **3.8**).

Nas receitas dos ORD e dos CURr identifica-se ainda o valor do desconto social, que representa um benefício monetário para os clientes elegíveis para este apoio social. No caso dos CURr o valor é referente aos clientes do mercado regulado. No caso dos ORD o valor é referente a todos os clientes, incluindo os mercados regulado e liberalizado.

O valor total de receitas a recuperar nas tarifas reguladas do setor do gás, na ótica do cliente final, encontra-se apresentado na primeira coluna do Quadro 6-1. Este valor resulta da soma do seguinte:

- Receitas a recuperar com as tarifas reguladas do OTGNL e do OAS [50].
- No caso das tarifas aplicadas pelo ORT [51], as receitas a recuperar pelo ORT junto dos utilizadores que não sejam ORD [52] e as receitas a recuperar pelos ORD junto dos clientes finais [53], líquido de ajustamentos de faturação entre o ORT e os ORD.
- No caso da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, as receitas a recuperar pelos ORD com essa tarifa.
- No caso das tarifas de Energia e Comercialização, as receitas a recuperar pelos CURr com essas tarifas.
- No caso dos outros valores, a variação nas receitas dos ORD com o desconto social e com o desconto por aplicação das TAR opcionais em MP, bem como as receitas a recuperar pelos CURr com o sobreproveito das tarifas transitórias.

[49] A tarifa de Uso da Rede de Distribuição inclui a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP> e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<.
[50] Apesar de estas receitas serem referentes a tarifas aplicadas aos agentes de mercado que utilizem o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo, e não a clientes finais, é de esperar que o seu valor seja repercutido no preço final nos clientes finais, enquanto custo necessário para assegurar o aprovisionamento de gás.
[51] Designadamente, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador e a tarifa de Uso Global do Sistema.
[52] Inclui agentes de mercado e clientes em AP, designadamente os centros eletroprodutores, os clientes industriais em AP e as UAG propriedade de clientes.
[53] Inclui clientes finais dos mercados regulado e liberalizado.

O Quadro 6-2 apresenta as receitas do ORT a recuperar com as tarifas reguladas, no contexto do sistema e de entrada-saída da RNTG. Apenas a tarifa de Uso da Rede de Transporte é aplicada aos agentes de mercado pela utilização dos pontos de entrada e saída da rede de transporte. A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador e a tarifa de Uso Global do Sistema são aplicadas pelo ORT apenas aos ORD e aos clientes em AP. A aplicação destas duas tarifas aos ORD ocorre no sentido de estes refletirem o respetivo valor nos clientes finais ligados à rede de distribuição.

Quadro 6-2 - Receitas do ORT a recuperar nas tarifas reguladas no ano gás 2022-2023

Unidade: milhares de euros

	Receitas do ORT	Receitas do ORT, no sistema de entrada-saída			
		Entrada	Saída		
	Total	Agentes de mercado	Agentes de mercado	ORD	Clientes em AP
Tarifas por atividade					
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	23 908	6 694	112	5 525	11 576
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	359			359	0
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	5 126			2 091	3 035
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	-334			-212	-121
TOTAL	**29 060**	**6 694**	**112**	**7 763**	**14 490**

O valor total de receitas do ORT a recuperar nas tarifas reguladas, na ótica do cliente final, encontra-se apresentado na primeira coluna do Quadro 6-2, e resulta da soma direta dos valores a faturar aos agentes de mercado, aos ORD e aos clientes em AP. O valor total coincide obrigatoriamente com as receitas do ORT apresentadas no Quadro 6-1.

6.2 TARIFAS POR ATIVIDADE

Nesta secção apresenta-se evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2022-2023, referidos às entregas de gás aos utilizadores das infraestruturas.

A Figura 6-2 apresenta a variação do preço médio das tarifas por atividade regulada em Alta Pressão entre os anos gás 2021-2022 e 2022-2023.

Verifica-se que a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL aumenta ligeiramente. Denota-se um ligeiro decréscimo da tarifa de uso de Armazenamento Subterrâneo, um decréscimo substancial da tarifa de Uso da Rede de Transporte e uma diminuição bastante acentuada da tarifa de Uso Global do Sistema.

Na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL verifica-se uma redução do preço médio (-1,4%), decorrente essencialmente da redução do efeito consumo (-2%).

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo regista um acréscimo do preço médio (+45,9%) decorrente fundamentalmente do efeito consumo (+46%), uma vez que a variação tarifária se mantém praticamente inalterada.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte regista uma redução significativa do preço médio (-22,8%), impulsionada essencialmente por uma redução tarifária (-27,0%) e, em sentido contrário, por um acréscimo do efeito consumo (+5,8%).

No que se refere à tarifa de Uso Global do Sistema, verifica-se um decréscimo significativo do preço médio (-72,3%), devido à variação tarifária no mesmo sentido (-72,2%).

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão

Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	**0,37 €/MWh** Receitas: 22 478 k€ Quantidades: 60 362 GWh	**0,37 €/MWh** Receitas: 22 613 k€ Quantidades: 61 609 GWh	-1,4%	**0,6%**	-2,0%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	**5,28 €/MWh** Receitas: 16 628 k€ Quantidades: 3 151 GWh	**7,70 €/MWh** Receitas: 17 117 k€ Quantidades: 2 224 GWh	45,9%	**-0,1%**	46,0%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	**0,43 €/MWh** Receitas: 29 749 k€ Quantidades: 69 044 GWh	**0,33 €/MWh** Receitas: 23 908 k€ Quantidades: 71 832 GWh	-22,8%	**-27,0%**	5,8%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	**0,27 €/MWh** Receitas: 17 559 k€ Quantidades: 65 407 GWh	**0,07 €/MWh** Receitas: 4 793 k€ Quantidades: 64 540 GWh	-72,3%	**-72,2%**	-0,6%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

O preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte inclui quer os preços de entrada quer os preços de saída da RNTG.

Na Figura 6-3 apresenta-se a evolução do preço médio das componentes de entrada e de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte do ano gás 2021-2022 para o ano gás 2022-2023.

Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio das componentes de entrada e de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Pontos de Entrada	**0,12 €/MWh** Receitas: 8 330 k€ Quantidades: 69 044 GWh	**0,09 €/MWh** Receitas: 6 694 k€ Quantidades: 71 832 GWh	-22,8%	**-14,1%**	-10,1%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Pontos de Saída	**0,31 €/MWh** Receitas: 21 419 k€ Quantidades: 69 044 GWh	**0,24 €/MWh** Receitas: 17 214 k€ Quantidades: 71 832 GWh	-22,8%	**-31,0%**	12,0%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte regista um decréscimo significativo nos preços médios nos pontos de entrada e nos pontos de saída da rede de transporte, essencialmente por efeito da variação tarifária.

No que se refere à tarifa de Uso da Rede de Transporte do Operador da rede de transporte – Pontos de Saída, o efeito consumo também potencia a diminuição da variação do preço médio.

Para o ano gás 2022-2023 estima-se uma ligeira redução no valor previsto de capacidade contratada no conjunto dos pontos de entrada face ao ano gás anterior, ao mesmo tempo que se estima um aumento da procura nos pontos de saída para consumo nacional [54]. Uma vez que a metodologia de cálculo da tarifa de transporte mantém uma divisão entrada-saída constante para a alocação de proveitos, numa repartição de 28%-72%, as variações tarifárias nos pontos de entrada e saída são diretamente afetadas pelas variações da procura em cada caso.

Na Figura 6-4 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano gás 2021-2022 para o ano gás 2022-2023. O preço médio aumenta quer pelo efeito da variação tarifária (+11%) quer pelo efeito consumo (+5%).

[54] Esta situação ocorre porque se estima que o aprovisionamento aconteça sobretudo através do terminal de GNL, com uma elevada taxa de utilização, permitindo assim transportar mais gás para o mesmo nível de capacidade contratada.

Figura 6-4 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	**0,00 €/MWh** Receitas: 312 k€ Quantidades: 65 407 GWh	**0,01 €/MWh** Receitas: 359 k€ Quantidades: 64 540 GWh	16,6%	**11,0%**	5,0%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A Figura 6-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição do ano gás 2021-2022 para o ano gás 2022-2023. Verifica-se que o preço médio aumentou, impulsionado essencialmente por um acréscimo tarifário (+5,3%). Este acréscimo do preço médio foi atenuado devido à ligeira redução do efeito consumo (-1,4%).

Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	**8,02 €/MWh** Receitas: 207 178 k€ Quantidades: 25 830 GWh	**8,33 €/MWh** Receitas: 218 898 k€ Quantidades: 26 278 GWh	3,9%	**5,3%**	-1,4%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A Figura 6-6 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização, para fornecimentos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m^3, as quais são suportadas apenas pelos consumidores do mercado regulado, uma vez que os consumidores do mercado liberalizado negoceiam o preço da energia e da comercialização diretamente com os comercializadores de mercado. Desde 1 de janeiro de 2013 que estas tarifas assumem um caráter transitório.

No caso da tarifa de Energia estima-se uma subida acentuada de cerca de +19,1% do preço médio, idêntico ao efeito da variação tarifária. No caso da tarifa de Comercialização, o acréscimo previsto é de +11,4% no preço médio, devido fundamentalmente ao acréscimo do efeito consumo (+8,6%), existindo ainda um ligeiro contributo da variação tarifária (+2,6%).

Figura 6-6 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de energia e de comercialização aplicáveis a fornecimentos anuais ≤ 10 000 m³

Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³	**19,18 €/MWh** Receitas: 13 727 k€ Quantidades: 716 GWh	**22,84 €/MWh** Receitas: 14 018 k€ Quantidades: 614 GWh	19,1%	**19,1%**	0,0%
Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³	**9,44 €/MWh** Receitas: 6 755 k€ Quantidades: 716 GWh	**10,51 €/MWh** Receitas: 6 451 k€ Quantidades: 614 GWh	11,4%	**2,6%**	8,6%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Na tarifa de energia o preço médio de 2021-2022 inclui o efeito da revisão trimestral de abril e de julho de 2022.

6.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

6.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO

Nesta secção é apresentada a evolução, entre os anos gás 2021-2022 e 2022-2023, do preço médio das tarifas de Acesso às Redes resultantes da adição das tarifas de OLMC, UGS, URT e URD, para os Centros Eletroprodutores (CEP), para os clientes em Alta Pressão (AP), para os clientes em Média Pressão (MP), para os clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ (BP>) e para os clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<).

A Figura 6-7 sintetiza os valores dos preços médios das tarifas de Acesso às Redes, assim como as grandezas subjacentes, por tipologia de clientes. Registam-se variações tarifárias diferenciadas por nível de pressão: -47,2% para os CEP, -48,6% para os clientes em AP, -6,2% em MP e +2,8% em BP> e em BP<.

Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente [55]

Tarifa de Acesso às Redes	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	**0,69 €/MWh** Receitas: 17 280 k€ Quantidades: 25 032 GWh	**0,44 €/MWh** Receitas: 10 314 k€ Quantidades: 23 180 GWh	-35,5%	**-47,2%**	22,2%
Clientes em Alta Pressão	**0,53 €/MWh** Receitas: 7 695 k€ Quantidades: 14 498 GWh	**0,28 €/MWh** Receitas: 4 177 k€ Quantidades: 15 036 GWh	-47,7%	**-48,6%**	1,8%
Clientes em Média Pressão	**2,45 €/MWh** Receitas: 42 632 k€ Quantidades: 17 415 GWh	**2,30 €/MWh** Receitas: 41 254 k€ Quantidades: 17 900 GWh	-5,9%	**-6,2%**	0,3%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³	**11,19 €/MWh** Receitas: 45 799 k€ Quantidades: 4 093 GWh	**11,39 €/MWh** Receitas: 46 382 k€ Quantidades: 4 071 GWh	1,8%	**2,8%**	-1,0%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³	**31,45 €/MWh** Receitas: 135 919 k€ Quantidades: 4 321 GWh	**32,52 €/MWh** Receitas: 140 034 k€ Quantidades: 4 306 GWh	3,4%	**2,8%**	0,6%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

[55] Os clientes em AP incluem as UAG propriedade de clientes.

Estas variações para cada tipo de entrega são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada, conforme se apresenta nas figuras seguintes.

Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores

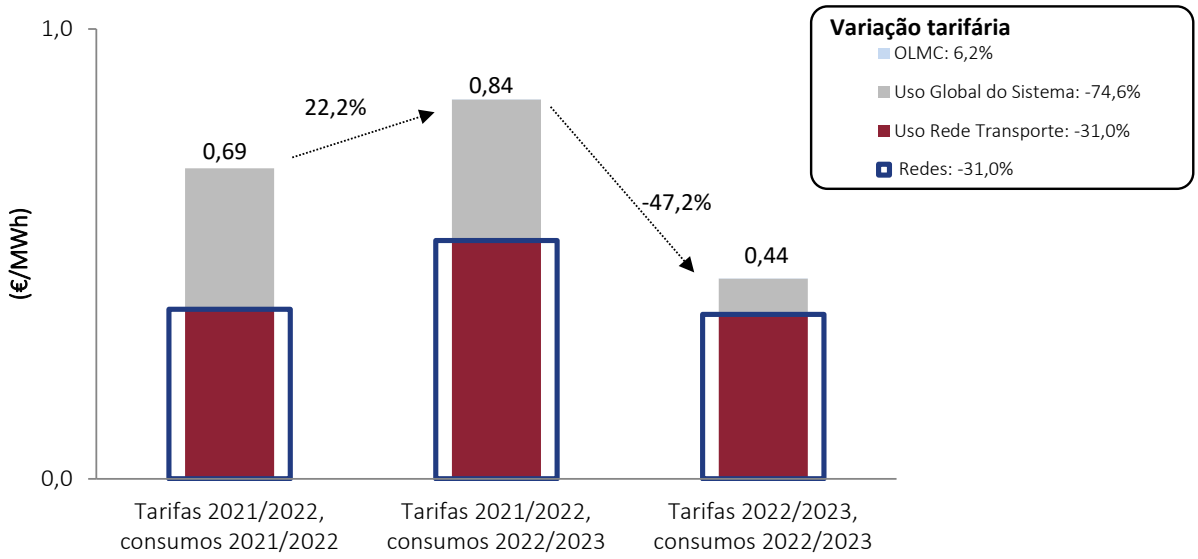


Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão

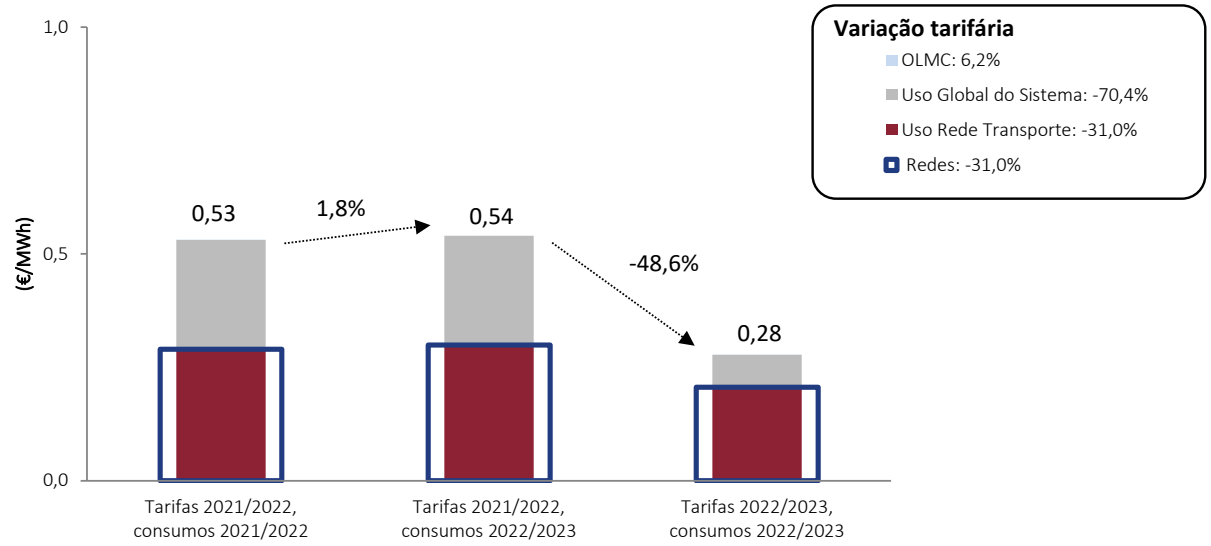


Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão

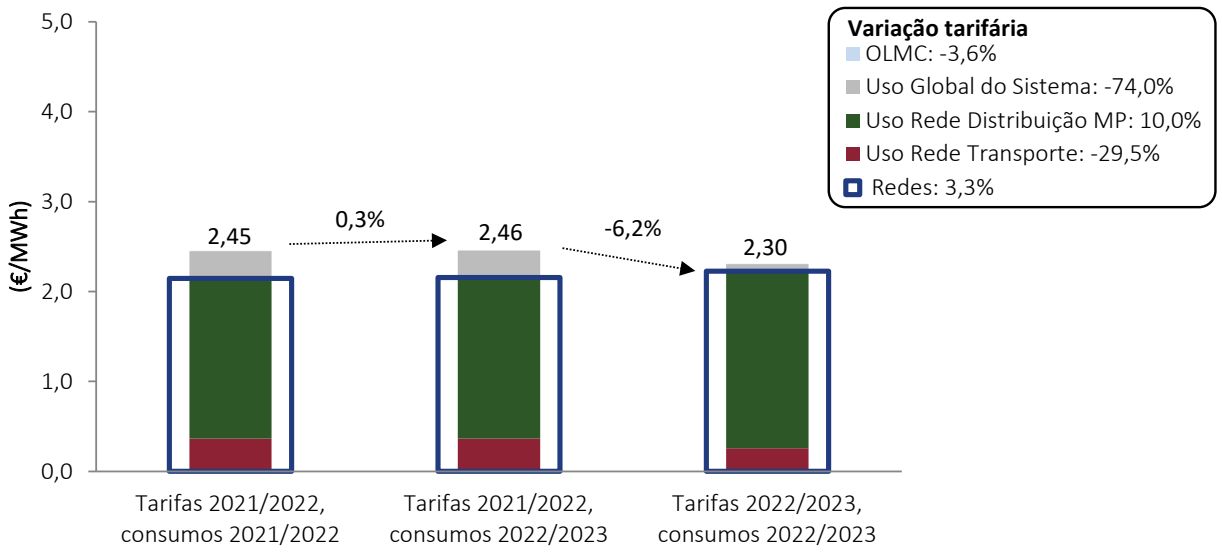


Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³

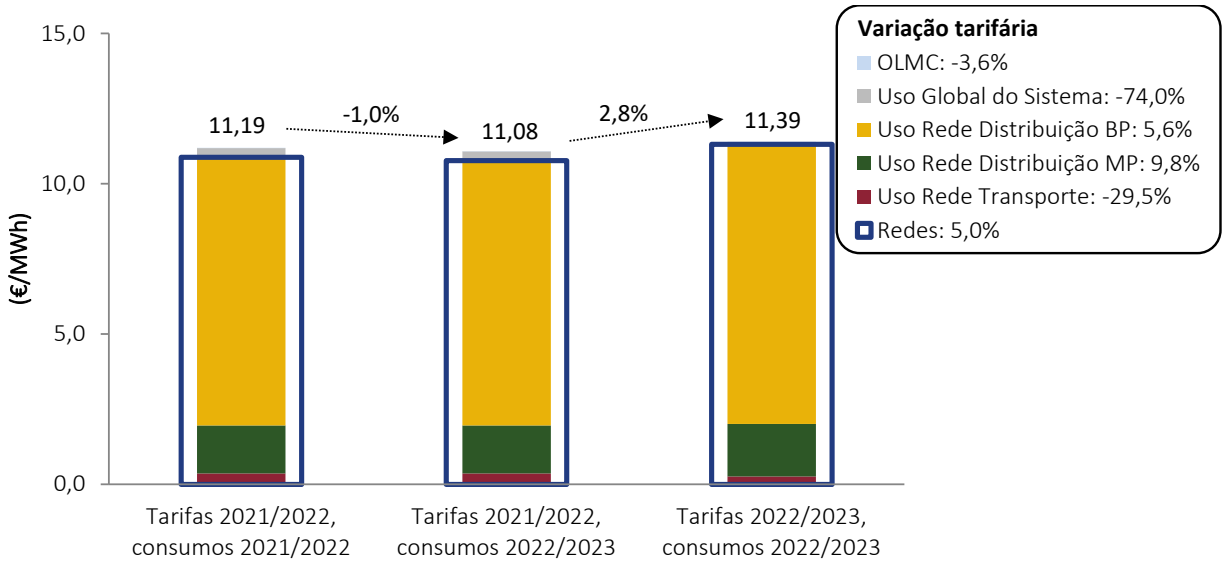
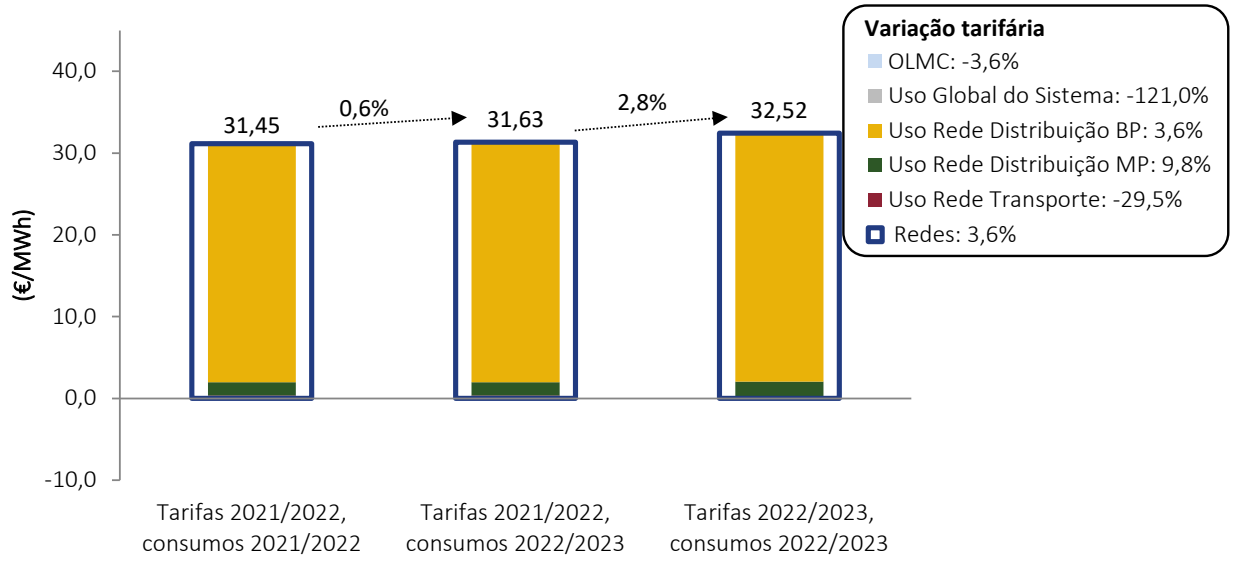


Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³



6.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO

Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, pelas várias tarifas que as compõem: tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador. O acesso em alta pressão não inclui os Centros Eletroprodutores.

Figura 6-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes

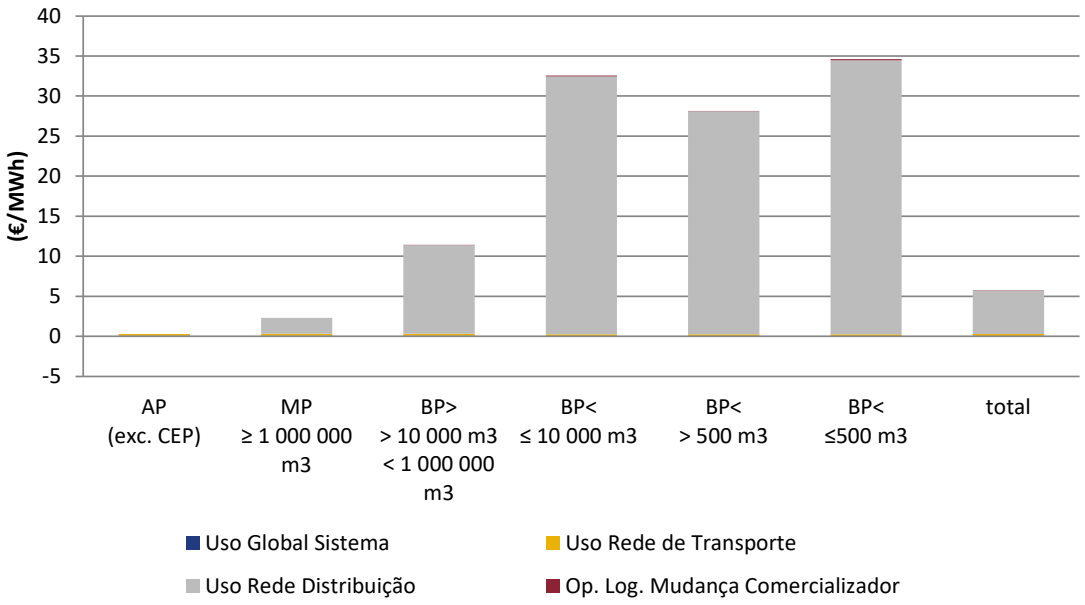
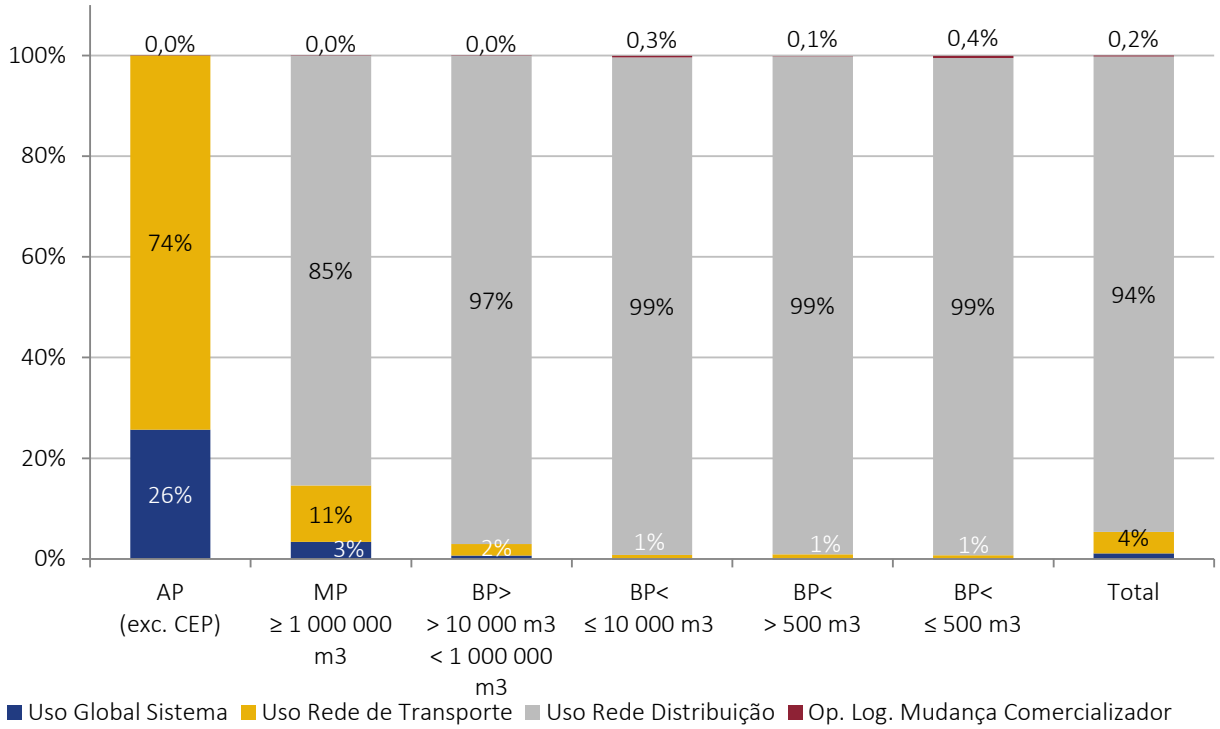


Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



6.4 PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO

O presente capítulo apresenta a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP, MP, BP> e BP<, entre os anos gás 2021-2022 e 2022-2023. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada fixadas pela ERSE. Para o ano gás 2022-2023 a tarifa de Energia refletida na tarifa aditiva de Venda a Clientes Finais considera a adição de um diferencial ao preço da tarifa Energia dos CURr que serve de base para a construção da tarifa de Venda a Clientes Finais, aplicada no âmbito do fornecimento supletivo em AP, MP e BP>. A metodologia de cálculo deste diferencial encontra-se plasmado no documento "Estrutura tarifária no Ano Gás 2022-2023".

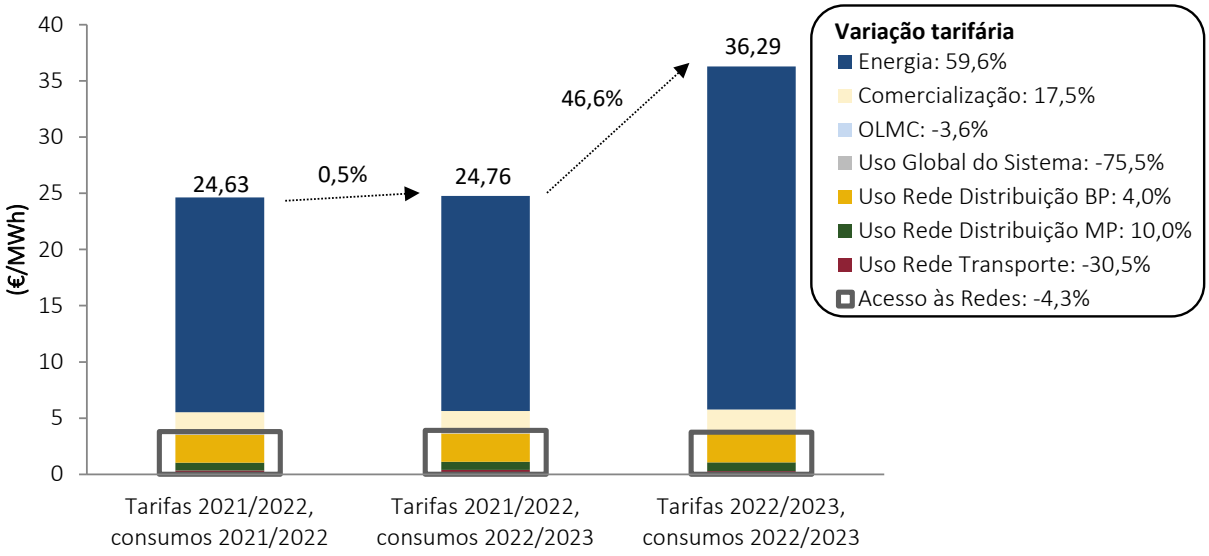
Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada, para os referidos níveis de pressão. De referir que as variações tarifárias apresentadas são determinadas face ao preço médio em 2021-2022, tendo em conta as revisões trimestrais da tarifa de Energia ocorridas em abril e em julho de 2022.

Os preços de referência de venda a clientes finais em BP correspondem aos preços recomendados, nos termos do disposto no artigo 17.º do RT, para o fornecimento de gás em baixa pressão.

Na Figura 6-15, apresentam-se as variações tarifárias por atividade [56]: +59,6% para a Energia, +17,5% para a Comercialização, -3,6% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador, -75,5% para o Uso Global do Sistema, +4% para o Uso da Rede de Distribuição em BP, +10% para o Uso da Rede de Distribuição em MP e -30,5% para o Uso da Rede de Transporte.

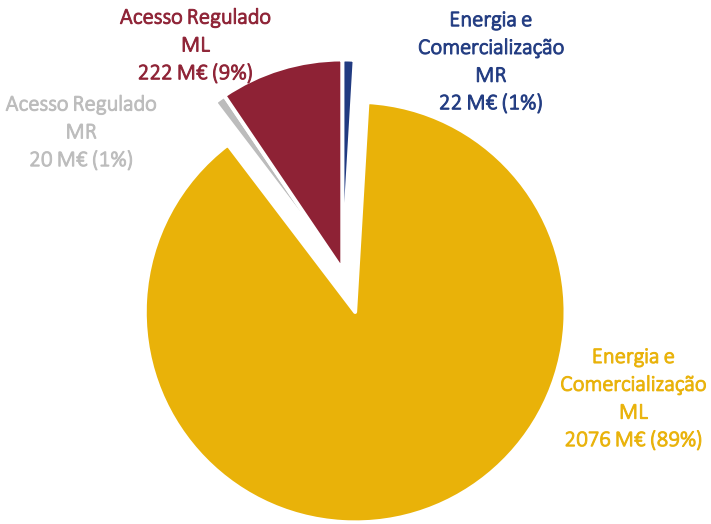
[56] As tarifas apresentadas nesta secção referem-se às Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás (Capítulo 3.5)

Figura 6-15 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



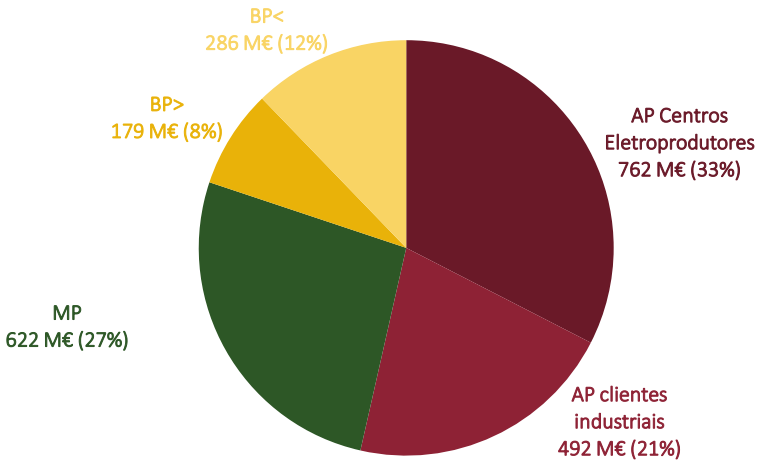
Este preço médio baseia-se nas receitas previstas para o setor do gás no ano gás 2022-2023, sendo de destacar o reduzido peso dos CUR nas receitas do setor, 2% (Acesso Regulado MR + Energia e Comercialização MR), que compara com 98% no mercado livre (Acesso Regulado ML + Energia e Comercialização ML), conforme se ilustra na Figura 6-16. Ilustra-se também o peso das receitas do acesso às redes regulado pela ERSE, quer para o MR, quer para o ML, que perfazem um valor global de 242 milhões de euros (Acesso Regulado MR + Acesso Regulado ML), 10% das receitas do setor.

Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás, no ano gás 2022-2023



A estrutura destas receitas por nível de pressão encontra-se ilustrada na Figura 6-17, destacando-se o elevado peso das receitas em Alta Pressão e em Média Pressão.

Figura 6-17 - Estrutura das receitas do setor do gás, por nível de pressão, no ano gás 2022-2023



De seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio de referência de venda a clientes finais, entre o ano gás 2021-2022 e o ano gás 2022-2023, para os diferentes níveis de pressão.

Registam-se variações tarifárias diferenciadas por nível de pressão: 56,4% para os CEP, 57,9% para os clientes industriais em AP, 53,5% em MP, 40,2% em BP> e 7,8% em BP<. Para os clientes em AP e MP, observam-se acréscimos tarifários significativos explicados pelo acréscimo da tarifa de energia no mercado regulado e pela aplicação do diferencial face ao mercado livre na tarifa de energia aplicada no âmbito do fornecimento supletivo [57].

Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas nas tarifas de acesso às redes e nas componentes de energia e comercialização e pelo diferente peso que cada parcela tem nestes grupos de clientes.

[57] Metodologia de cálculo deste diferencial encontra-se plasmado no documento "Estrutura tarifária no Ano Gás 2022-2023".

Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Eletroprodutores

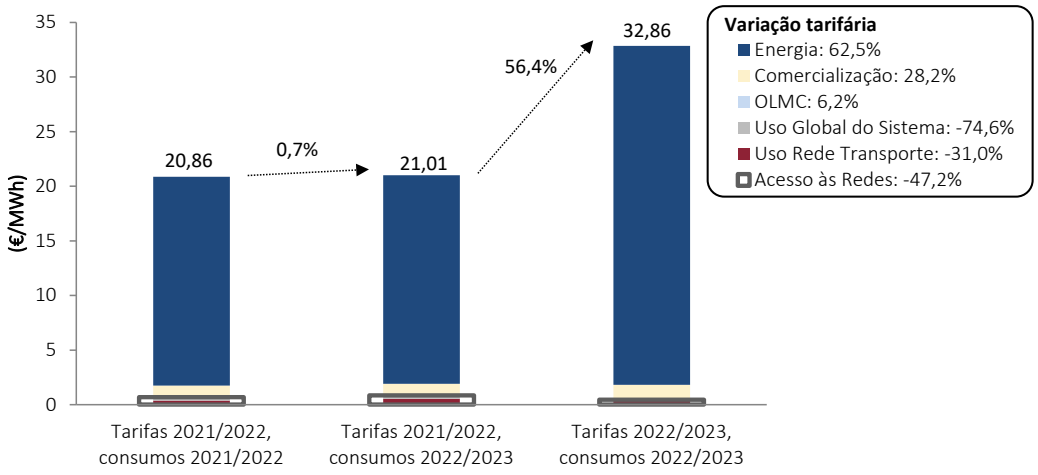


Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP

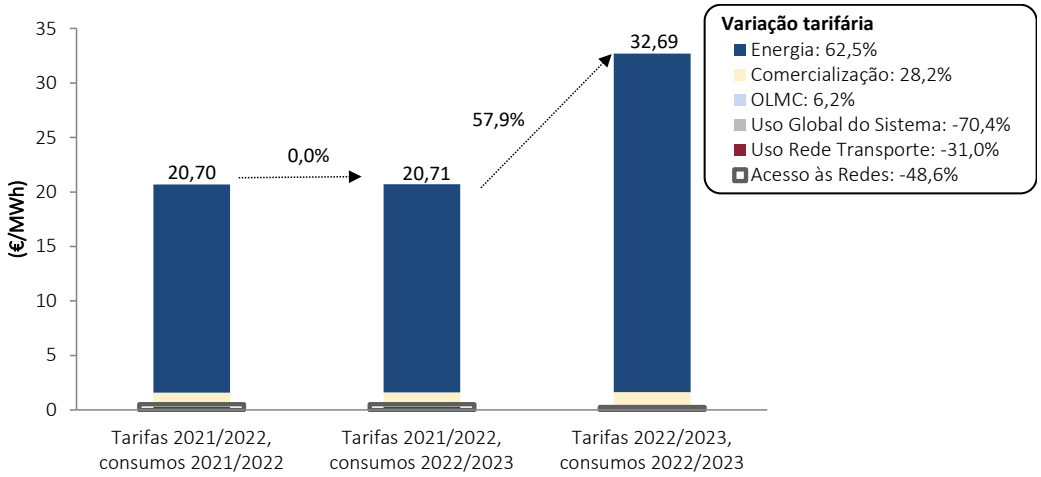


Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP

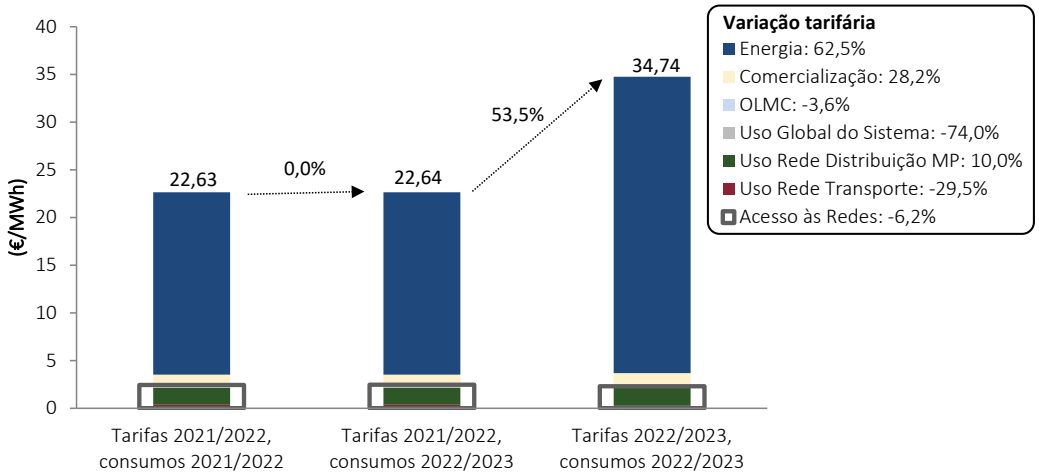


Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>

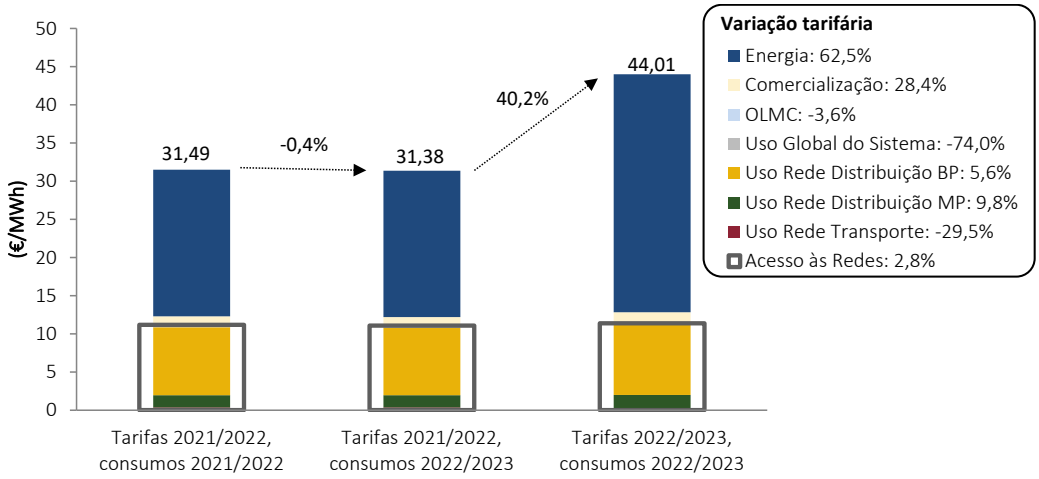
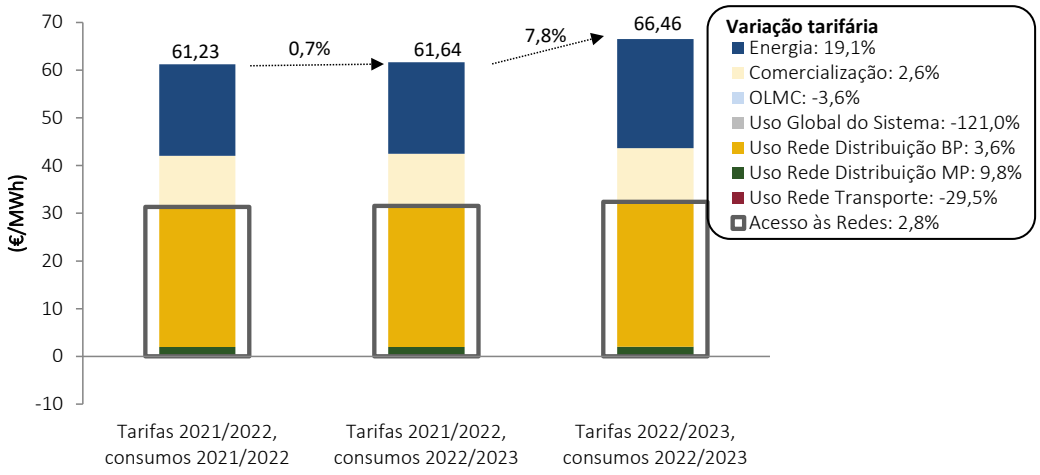


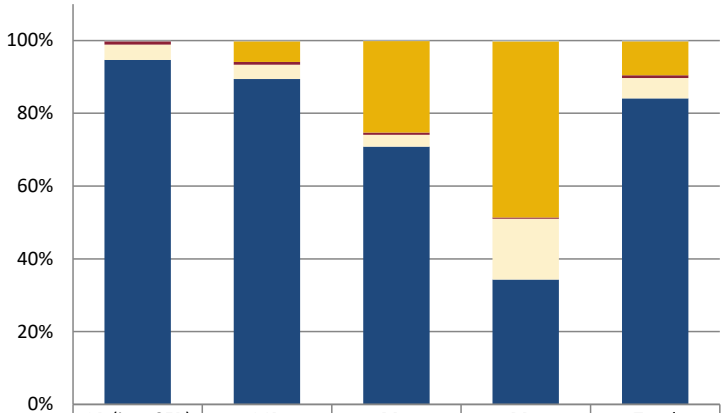
Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<



6.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO

Na figura seguinte apresentam-se os valores previsionais da decomposição e estrutura do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais, pelas várias componentes que a compõem: Energia e Comercialização, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tarifa de Uso do Global do Sistema e tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Figura 6-23 - Estrutura do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais



	AP (inc. CEP)	MP	BP>	BP<	Total
Op. Log. Mudança de Comercializador	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%
Uso Global do Sistema	0,2%	0,2%	0,2%	-0,1%	0,2%
Uso da Rede de Distribuição	0,0%	5,7%	25,1%	48,4%	9,4%
Uso da Rede de Transporte	0,9%	0,7%	0,6%	0,4%	0,8%
Comercialização	4,2%	3,9%	3,3%	16,7%	5,6%
Energia	94,7%	89,4%	70,8%	34,4%	84,1%

6.4.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO EM BP<

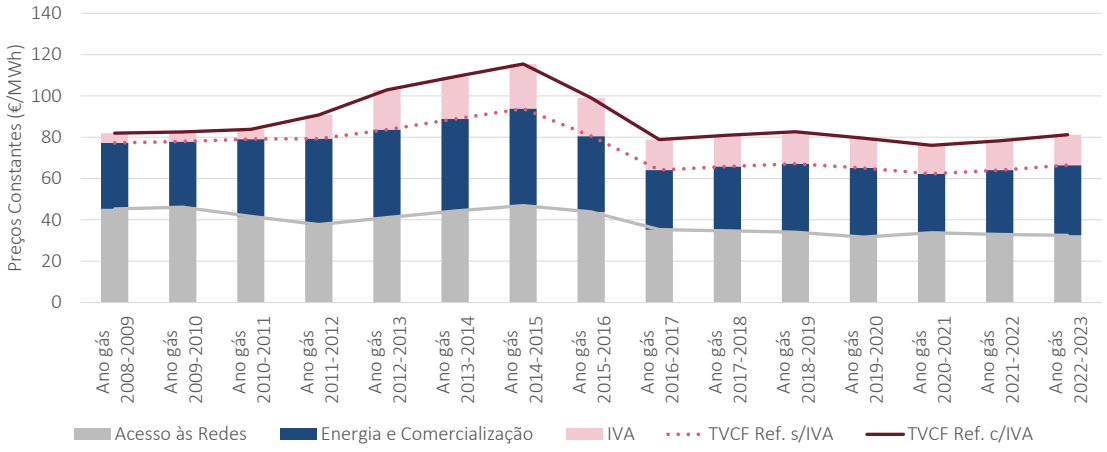
Na Figura 6-24 apresenta-se a evolução da decomposição do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais em BP<, a preços constantes de 2022, desde o ano gás 2008-2009, incluindo o IVA. Neste período destaca-se o aumento do IVA de 6% para 23% [58] em 2012 e o acréscimo da parcela Energia e Comercialização entre o ano gás 2009-2010 e o ano gás 2014-2015. A partir do ano gás 2014-2015 verifica-se o decréscimo da parcela Energia e Comercialização, tendo atingido o mínimo no ano gás 2020-2021. Em sentido contrário destaca-se a redução do Acesso às Redes [59] sujeito à regulação da ERSE, entre os anos gás 2014-2015 e 2022-2023. Para o ano gás 2022-2023 verifica-se o acréscimo da parcela Energia e Comercialização.

58 O Decreto-Lei n.º 60/2019, de 13 de maio, determinou a descida do IVA de 23% para 6% no termo fixo da tarifa de acesso às redes no gás natural, para clientes com consumos em Baixa Pressão que não ultrapassem os 10 000 m³ anuais.

59 O Acesso às Redes inclui as tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), do Operador Logístico de Mudança de Comercializador, a partir do ano gás 2018-2019 (OLMC), de Uso da Rede de Transporte (URT) e as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD de MP e URD de BP)

Figura 6-24 - Evolução do preço de referência de Venda a Clientes Finais em BP<

(preços constantes de 2022)



Legenda: «TVCF Ref.» - Preço de referência de Venda a Clientes Finais.

Na Figura 6-25 apresenta-se a evolução das componentes das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP<, a preços constantes de 2022. A componente de acesso às redes, sujeito à regulação da ERSE, observou desde o início da regulação uma redução de 28%. Em sentido contrário, o IVA observou um acréscimo de 217% [60]. Verifica-se que o preço de referência de Venda a Clientes Finais sem IVA, em BP<, observou uma redução de 14%.

[60] A redução de IVA nos anos gás 2015-2016 e 2016-2017 não resulta de uma redução da taxa de IVA nesses anos, esta componente apenas acompanhou a redução da TVCF antes de IVA, uma vez que o IVA é um imposto proporcional.

Figura 6-25 - Evolução das componentes dos preços de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2022)

Legenda: «TVCF Ref.» - Preço de referência de Venda a Clientes Finais.

6.5 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP<

6.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO

Na presente secção é apresentada a evolução do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3, de forma análoga à apresentada para as tarifas das atividades reguladas (secção 6.1).

A Figura 6-26 apresenta a variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 entre os anos gás 2021-2022 e 2022-2023. Esta tarifa regista um agravamento do preço médio (+10%) essencialmente por efeito da variação tarifária (+8,2%).

Figura 6-26 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BP< 10 000 m³/ano	**59,66 €/MWh** Receitas: 42 708 k€ Quantidades: 716 GWh	**65,65 €/MWh** Receitas: 40 303 k€ Quantidades: 614 GWh	10,0%	**8,2%**	1,7%

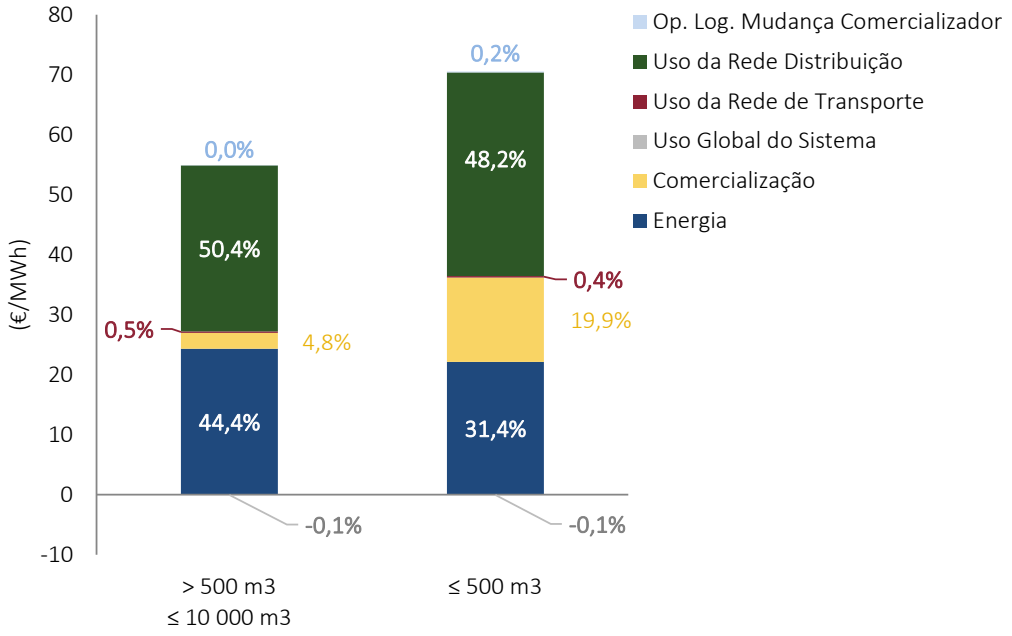
Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio de 2021-2022 inclui o efeito das revisões trimestrais de abril e de julho de 2022.

A ERSE define, também, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2022 até 31 de dezembro de 2022, com uma variação tarifária anual de 9,7% em BP>, face às tarifas do ano gás 2021-2022.

6.5.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO

Na figura seguinte apresenta-se a decomposição e estrutura do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, pelas várias tarifas que a compõem: tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tarifa de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifa de Comercialização e tarifa de Energia.

Figura 6-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



6.6 OFERTAS DO MERCADO LIBERALIZADO EM BP<

Na presente secção é apresentado o impacte das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado para os clientes fornecidos em BP <, i.e., clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A análise mede num primeiro momento o impacto da variação da tarifa de Acesso às Redes na fatura total anual das ofertas de mercado (Quadro 6-5). Num segundo momento é incluído o impacto adicional da variação da componente de energia, assumindo que cada comercializador atualiza o preço da mesma num valor equivalente ao mercado regulado (Quadro 6-6). É importante reforçar que esta análise corresponde a um exercício teórico para estimar potenciais impactes nos preços das ofertas comerciais, não obstante os comercializadores do mercado liberalizado negociarem os preçários de forma livre junto dos clientes.

A análise utiliza a informação das ofertas comerciais do simulador de preços de energia da ERSE [61], considerando para cada comercializador a oferta padrão mais competitiva. Entende-se aqui por oferta padrão uma oferta comercial que seja adequada para a generalidade dos clientes, pela sua simplicidade e pela ausência de restrições contratuais [62]. No cálculo da fatura anual de fornecimento de gás adotam-se os três consumidores tipo [63] incluídos no simulador da ERSE, indicados no Quadro 6-3.

Quadro 6-3 - Consumidores tipo do simulador de preços de energia da ERSE

Consumidor tipo	Descrição	Escalão de consumo	Consumo anual
Consumidor 1	Casal sem filhos	1.º Escalão (0 – 220 m^3/ano)	1 610 kWh
Consumidor 2	Casal com filhos	2.º Escalão (221– 500 m^3/ano)	3 407 kWh
Consumidor 3	Casal com filhos e aquecimento central	3.º Escalão (501 – 1000 m^3/ano)	7 467 kWh

Tendo por base os consumidores tipo do Quadro 6-3, o Quadro 6-4 apresenta o montante da tarifa de Acesso às Redes para o conjunto dos anos gás 2021-2022 e 2022-2023, antes da aplicação do IVA. O Consumidor 1, Consumidor 2 e Consumidor 3 apresentam variações tarifárias entre os dois anos gás na tarifa de Acesso às Redes de +2,9%, +2,8% e +2,7%, respetivamente.

Quadro 6-4- Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo

	Ano gás 2021-2022	Ano gás 2022-2023	Variação	
	EUR	*EUR*	*EUR*	*%*
Consumidor 1	55,92 €	57,53 €	1,60 €	2,9%
Consumidor 2	109,51 €	112,59 €	3,09 €	2,8%
Consumidor 3	216,14 €	222,05 €	5,91 €	2,7%

Nota: Valores anuais da Tarifa de Acesso às Redes, sem IVA.

[61] Informação recolhida do simulador da ERSE a 25 de maio de 2022.
[62] As ofertas padrão da análise não incluem os seguintes casos: ofertas condicionadas, ofertas com fidelização, ofertas com indexação ao mercado Spot, ofertas com serviços adicionais obrigatórios, ofertas para novos clientes e ofertas com descontos ou reembolsos específicos.
[63] Os consumidores tipo são clientes residenciais.

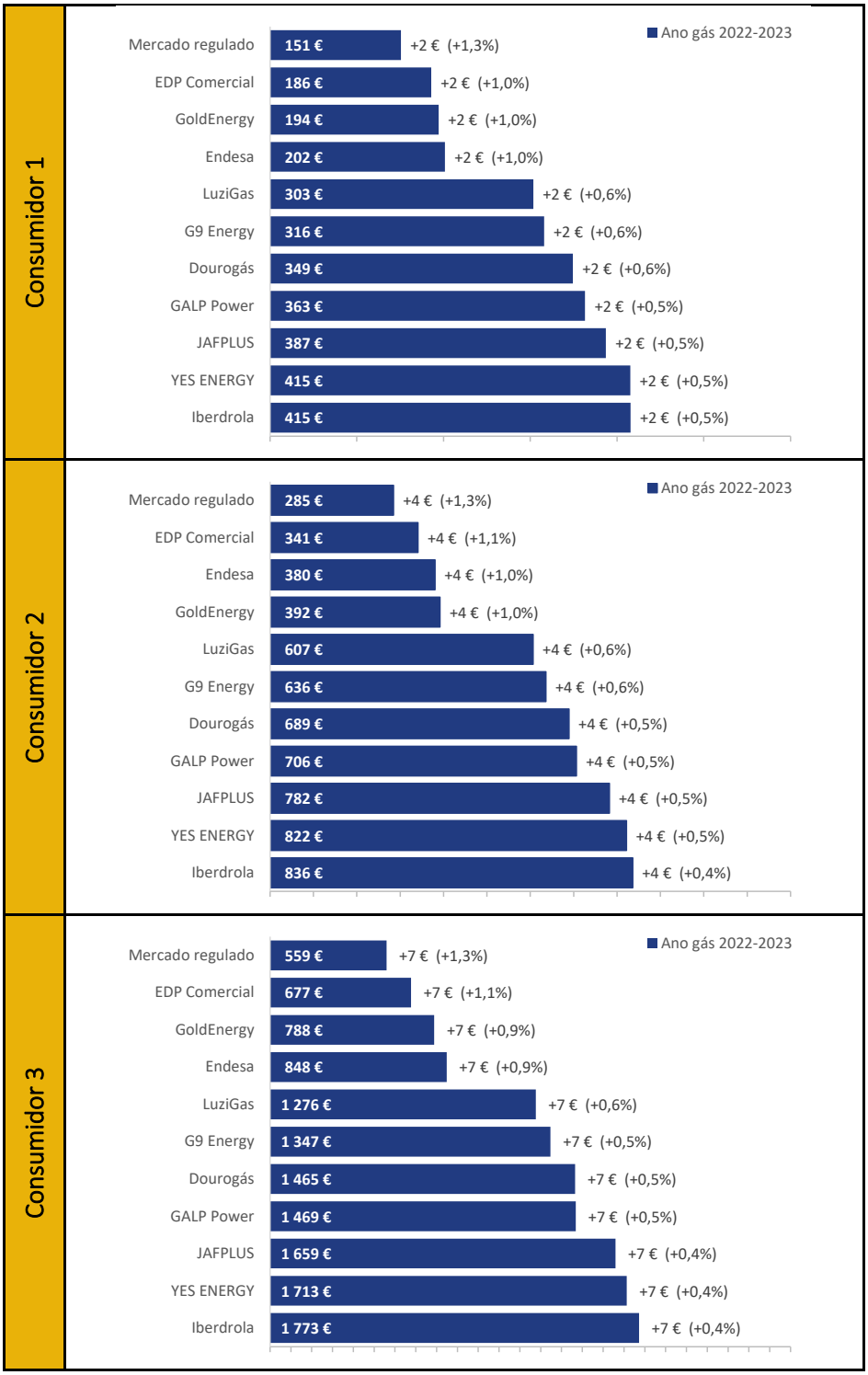
As variações percentuais anteriormente referidas não representam o impacte percentual na fatura total pelo fornecimento de gás, uma vez que não incluem a componente de energia [64] e a componente de taxas e impostos [65].

O Quadro 6-5 apresenta a fatura total anual para o ano gás 2022-2023, admitindo que os comercializadores atualizam nas suas ofertas atuais apenas o valor correspondente à tarifa de Acesso às Redes. As figuras apresentadas apenas consideram a oferta mais competitiva de cada comercializador, dentro dos pressupostos já referidos na nota de rodapé 62.

As figuras, divididas pelos três consumidores tipo, apresentam a fatura total e indicam também o impacte absoluto e percentual por via da variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes a verificar no ano gás 2022-2023, incluindo o efeito da taxa do IVA.

[64] Por componente de «energia» deve entender-se o valor cobrado pelo comercializador pela energia consumida, incluindo a margem pela atividade de comercialização.
[65] Por componente de «taxas e impostos» deve entender-se o Imposto sobre o valor acrescentado (IVA) e o Imposto Especial de Consumo de gás natural combustível. A taxa de ocupação do subsolo não está incluída uma vez que varia regionalmente.

Quadro 6-5 - Fatura anual no ano gás 2022-2023 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes



Nota: Oferta padrão mais competitiva de cada comercializador, a 25 de maio de 2022, adicionadas do impacte da tarifa Acesso às Redes para o ano gás 2022-2023 (com efeito de IVA). Os comercializadores estão ordenados por ordem crescente do valor total da fatura. Ver nota de rodapé 62 para mais informação.

No Quadro 6-5, o impacte da tarifa de Acesso às Redes em termos percentuais é diferente entre as várias ofertas, diminuindo à medida que se passa de uma oferta mais competitiva para uma oferta menos competitiva. A razão prende-se com as diferenças no valor da fatura total, que serve como base para calcular a variação percentual. Em resultado, o mesmo aumento absoluto, em euros, na tarifa de Acesso às Redes resulta num aumento percentual mais baixo quando o valor da fatura total é mais alto.

O Quadro 6-6 repete o exercício do Quadro 6-5, admitindo como pressuposto [66] adicional que cada comercializador no mercado livre atualiza o preço de energia no mesmo valor unitário que a variação da tarifa de Energia aplicada pelos CURr. Para o ano gás 2022-2023 a tarifa de Energia do CUR em BP< regista um aumento de +5,17 EUR/MWh face ao valor em vigor no início do ano gás 2021-2022. Logo, a inclusão deste efeito adicional em todas as ofertas do Quadro 6-5 resulta no Quadro 6-6.

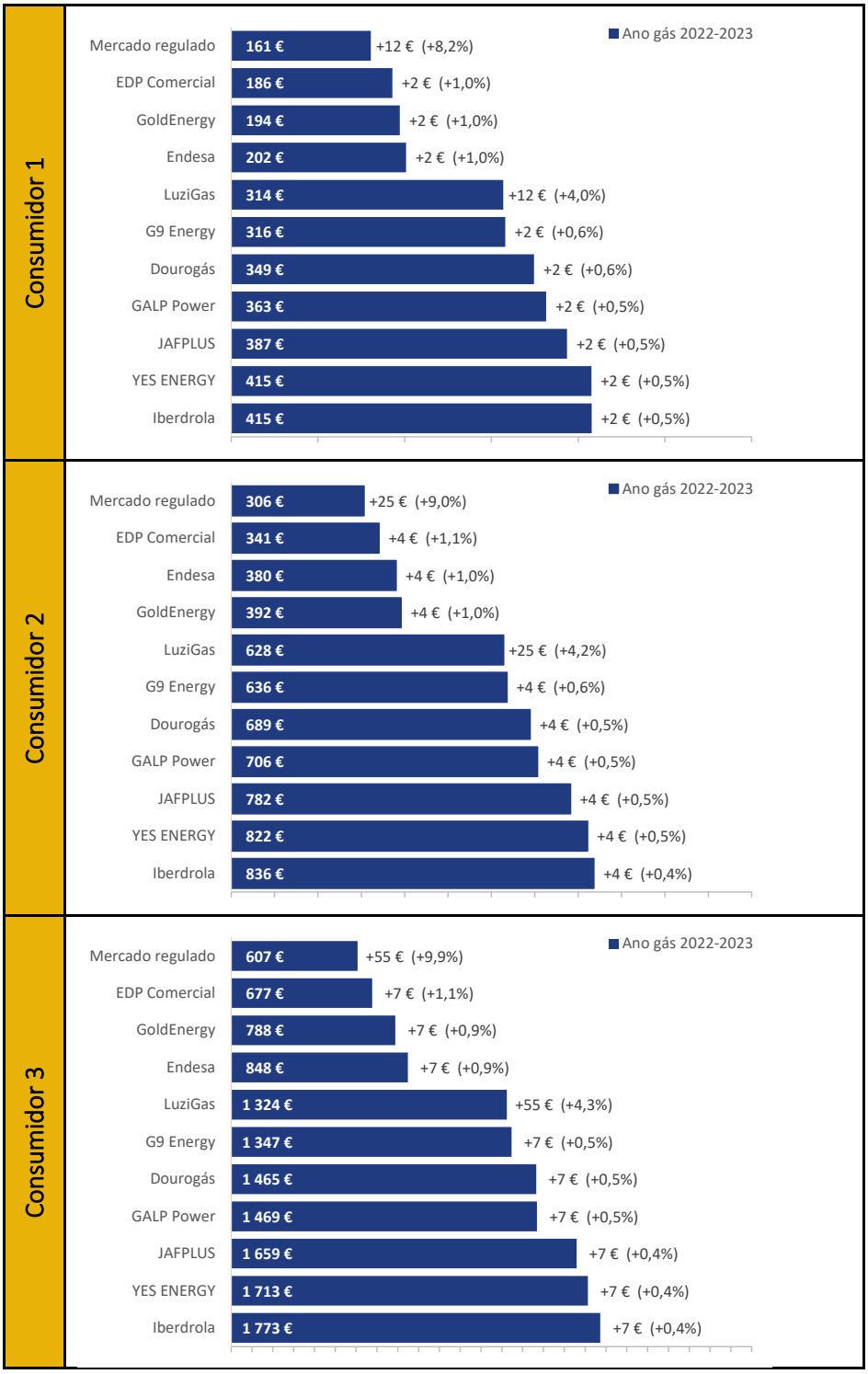
Uma vez que no mercado liberalizado as ofertas comerciais podem ser atualizadas continuamente ao longo do ano, foi adotado o seguinte critério na atualização da componente de energia no mercado liberalizado: determinou-se a variação da melhor oferta de cada comercializador entre os dias 15 de novembro de 2021 e 25 de maio de 2022, repercutindo a atualização da componente de energia nos seguintes moldes [67]:

- Caso o aumento da componente de energia tenha sido superior ou igual a 5,17 EUR/MWh, não é repercutido nenhum impacto adicional na componente de energia nos preços em vigor a 25 de maio de 2022.
- Caso o aumento da componente de energia tenha sido inferior a 5,17 EUR /MWh, é repercutido a diferença para o valor de 5,17 EUR/MWh, de forma a que a melhor oferta desse comercializador apresente um aumento de 5,17 EUR/MWh face aos preços em vigor a 15 de novembro de 2021.
- Caso se tenha verificado uma redução da componente de energia, é repercutido um aumento de 5,17 EUR/MWh aos preços em vigor a 25 de maio de 2022.

[66] Esta análise corresponde a um exercício teórico para estimar possíveis impactes nas ofertas do mercado liberalizado, uma vez que os comercializadores em mercado livre negoceiam os tarifários de forma livre.

[67] A data de 15 de novembro corresponde aproximadamente ao período em que os comercializadores do mercado liberalizado tendem a ter as suas ofertas atualizadas para o novo ano gás. A maioria atualiza as suas ofertas durante o mês de outubro.

Quadro 6-6 - Fatura anual no ano gás 2022-2023 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia



Nota: Oferta padrão mais competitiva de cada comercializador, a 25 de maio de 2022, adicionadas do impacte da tarifa Acesso às Redes e da tarifa de Energia para o ano gás 2022-2023 (com efeito de IVA). Os comercializadores estão ordenados por ordem crescente do valor total da fatura. Ver nota de rodapé 62 para mais informação.

A variação registada por comercializador no Quadro 6-6 é igual ao valor respetivo no Quadro 6-5, com exceção do mercado regulado e do comercializador LuziGas. No caso do comercializador LuziGas isso acontece porque se trata do único comercializador em mercado livre que não fez nenhuma atualização de preço na sua oferta mais competitiva, entre o período de 15 de novembro de 2021 e 25 de maio de 2022. Como os restantes comercializadores do mercado livre aumentaram as suas ofertas mais competitivas em mais do que 5,17 EUR/MWh, os pressupostos da análise implicam variações idênticas entre o Quadro 6-5 e Quadro 6-6. Por fim, o Quadro 6-7 compara o impacte na fatura total anual da variação da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia, nos termos da análise do Quadro 6-6, considerando os vários comercializadores do mercado liberalizado.

Quadro 6-7 - Decomposição do impacte médio na fatura total das ofertas do mercado liberalizado

	Consumidor 1	Consumidor 2	Consumidor 3
Fatura total anual	**+ 0,9%**	**+ 1,0%**	**+ 0,9%**
Decomposto por impacte da			
Tarifa de Acesso às Redes	+ 0,6%	+ 0,6%	+ 0,6%
Componente de energia	+ 0,3%	+ 0,4%	+ 0,3%

Nota: Impactes representam médias ponderadas dos valores no Quadro 6-6 para o mercado liberalizado, isto é, face às ofertas em vigor a 25 de maio de 2022. Valores incluem efeito da taxa do IVA.

O impacte tarifário na fatura total anual, que resulta da presente análise, é de um aumento em +0,9% para os Consumidores 1 e 3, e de +1,0% para o Consumidor 2. Este impacte resulta de um contributo de aumento por via da tarifa de Acesso às Redes de +0,6%, e de um contributo de aumento da componente de energia, entre +0,3% e +0,4% [68].

De referir que os valores apresentados no Quadro 6-7 são influenciados pelos pressupostos da análise, designadamente o pressuposto de considerar que os comercializadores atualizam a componente de energia em linha com a variação registada no mercado regulado. Como praticamente todos os comercializadores do mercado livre aumentaram os preços para novas adesões num valor superior a 5,17 EUR/MWh, no período entre 15 de novembro de 2021 e 25 de maio de 2022, a análise conclui que esses comercializadores já não necessitam de fazer um novo aumento da componente de energia. Face à situação de incerteza que se vive no setor do gás, esta previsão pode não corresponder à realidade.

[68] Como apenas existe um comercializador (LuziGas) a efetuar um aumento por efeito da componente de energia no Quadro 6-6, o contributo da componente de energia reflete o aumento de apenas um comercializador num total de 10 comercializadores do mercado livre.

ANEXOS

ANEXO I

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de gás para 2022-2023 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
Portaria n.º 12/2021, de 11 de janeiro	Primeira alteração à Portaria n.º 178-C/2016, de 1 de julho, que estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação das alterações ao artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, na sua redação atual, que cria um modelo único e automático de atribuição de tarifa social de fornecimento de gás natural a clientes economicamente vulneráveis, no território de Portugal continental
Portaria n.º 13/2021, de 12 de janeiro	Fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos às atividades de produção de gases de origem renovável, de gases de baixo teor de carbono assim como de comercialização de gás e revoga a Portaria n.º 83/2013, de 26 de fevereiro
Regulamento n.º 180/2021, de 2 de março	Aprova o regulamento que estabelece medidas excecionais no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás Natural
Portaria n.º 55/2021, de 11 de março	Estabelece regras sobre os critérios e procedimentos de avaliação a observar na seleção e hierarquização das candidaturas aos concursos no âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), e revoga a Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro
Portaria n.º 79/2021, de 07 de abril	Define os critérios a aplicar para efeitos da distribuição pelos municípios da participação na receita do IVA cobrado nos setores do alojamento, restauração, comunicações, eletricidade, água e gás
Regulamento n.º 341/2021, de 14 de abril	Aprova o Regulamento de Operação das Infraestruturas do setor do gás e revoga o Regulamento n.º 417/2016, de 29 de abril
Regulamento n.º 343/2021, de 15 de abril	Aprova o Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia dos Setores Elétrico e Gás
Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril	Regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e no Sistema Nacional de Gás (SNG)
Diretiva n.º 6/2021, de 15 de abril	Aprova a devolução de existências e aquisição de gás de enchimento da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)

Diploma	Assunto
Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril	Regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e no Sistema Nacional de Gás (SNG)
Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril	Aprova o Regulamento Tarifário do setor do gás e revoga o Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril
Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio	Aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro
Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio	Aprova o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Setor do Gás e revoga o Regulamento n.º 435/2016, de 9 de maio
Diretiva n.º 9/2021, de 12 de maio	Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás e revoga as Diretivas n.º 18/2016, de 27 de outubro, e n.º 20/2016, de 20 de dezembro, e Anexo II da Diretiva n.º 14/2020
Lei n.º 29/2021, de 20 de maio	Suspensão excecional e temporária de contratos de fornecimento de serviços essenciais no contexto da pandemia da doença COVID-19
Diretiva n.º 10/2021, de 17 de junho	Perfis de consumo de gás e consumos médios diários aprovados pela ERSE para o período compreendido entre julho de 2021 e junho de 2022
Diretiva n.º 14/2021, de 19 de julho	Aprova as entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema
Decreto-Lei n.º 70-A/2021, de 6 de agosto	Estabelece as regras de garantia de fornecimento de serviços essenciais
Regulamento n.º 836/2021, de 7 de setembro	Aprova medidas excecionais no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás Natural
Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro	Aprova medidas excecionais no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás
Despacho n.º 806-C/2022 de 19 de janeiro	Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás
Despacho n.º 806-B/2022, de 19 de janeiro	Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás
Despacho n.º 1113/2022, de 27 de janeiro	Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL)

Diploma	Assunto
Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro	Fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no Sistema Nacional de Gás
Diretiva n.º 6/2022, 25 de fevereiro	Aprova a atualização do registo do ponto de entrega
Despacho n.º 3143-B/2022, de 14 de março	Aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2022
Diretiva ERSE n.º 4/2022, de 14 de março	Atualização da Tarifa de Energia do setor do gás a vigorar a partir de 1 de abril de 2022
Despacho n.º 4049/2022, de 7 de abril	Define o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural
Decreto-Lei n.º 30-B/2022, de 18 de abril	Aprova o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás»
Diretiva n.º 10/2022, de 19 de abril	Aprova a prorrogação do fornecimento supletivo nos termos do Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro
Portaria n.º 140/2022, de 29 de abril	Aprova a lista de códigos de atividade elegíveis no âmbito de sistema de incentivos Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás
Declaração de Retificação n.º 15/2022, de 12 de maio	Retifica a Portaria n.º 140/2022, de 29 de abril, que aprova a lista de códigos de atividade elegíveis no âmbito de sistema de incentivos Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás
Portaria n.º 145-A/2022, de 13 de maio	Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos

ANEXO II

SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AP	Alta pressão
BdP	Banco de Portugal
bbl	Barril de petróleo
BP	Baixa pressão
CAPEX	*Capital Expenditures* (despesas de capital): Remuneração do RAB + Amortizações do exercício
CE	Comissão Europeia
CEP	Centro Eletroprodutor
CESE	Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético
CUR	Comercializadores de último recurso
CURg	Comercializador de último recurso grossista
CURr	Comercializador de último recurso retalhista
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euros
FMI	Fundo Monetário Internacional
GL-UAG	Gestor Logístico de Unidades Autónomas de GNL
GNL	Gás Natural Liquefeito
INE	Instituto Nacional de Estatística
IPC	Índice de Preços no Consumidor
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MIBGAS	Mercado Ibérico do gás natural
MP	Média pressão
MPAI	Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas

SIGLAS	DEFINIÇÕES
MPGTG	Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG
OLMC	Operador Logístico de Mudança de Comercializador
OPEX	*Operational Expenditure* (despesas operacionais): Fornecimentos e Serviços Externos + Gastos com Pessoal + Gastos e Perdas líquidos de Rendimentos e Ganhos que não resultam da aplicação da tarifa
ORD	Operadores de rede de distribuição
ORT	Operador de rede de transporte
OT	Obrigações do Tesouro
PIB	Produto Interno Bruto
RAB	*Regulatory asset base* (Base de Ativos Regulada): Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos – Imobilizado em Curso
RARII	Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
RNDG	Rede Nacional de Distribuição de gás
RNTG	Rede Nacional de Transporte de gás
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RT	Regulamento Tarifário
SNG	Sistema Nacional de Gás
TOTEX	Total Expenditures (CAPEX + OPEX)
TVCF	Tarifa de Venda a Clientes Finais
UAG	Unidades Autónomas de Gás
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte

SIGLAS	DEFINIÇÕES
UTC	Tempo Universal Coordenado
UTRAR	Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito
VTP	Virtual Trading Point

ANEXO III

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás;
- Caracterização da procura de gás no ano gás 2022-2023;
- Estrutura tarifária no ano gás 2022-2023.