

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
DO SETOR ELÉTRICO EM 2024**

Dezembro 2023

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

1	INTRODUÇÃO	1
2	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO	3
2.1	Liberalização do setor elétrico.....	3
2.2	Tarifas no mercado liberalizado e regulado	4
2.3	Tarifa social.....	10
2.4	Variáveis de faturação	11
2.5	Relação entre as tarifas e os custos.....	13
2.6	Outras tarifas e preços de serviços regulados	18
3	TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA	21
3.1	Tarifa de Acesso às Redes.....	21
3.1.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	21
3.1.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	33
3.1.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	35
3.2	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo.....	38
3.3	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica	47
3.4	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo com o Estatuto de Cliente Eletrointensivo	57
3.5	Tarifa de Energia.....	59
3.6	Tarifa de Comercialização.....	66
4	TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS	69
4.1	Portugal continental	71
4.1.1	Variação tarifária	72
4.1.2	Variação por termo tarifário	75
4.2	Região Autónoma dos Açores.....	81
4.2.1	Variação tarifária	81
4.2.2	Variação por termo tarifário	84
4.3	Região Autónoma da Madeira	93
4.3.1	Variação tarifária	93
4.3.2	Variação por termo tarifário	96
5	PERÍODOS HORÁRIOS	105
5.1	Portugal continental	109
5.2	Região Autónoma dos Açores.....	113
5.3	Região Autónoma da Madeira	114
6	ANÁLISE DE PREÇOS NO MERCADO RETALHISTA DE ELETRICIDADE	117

6.1	Análise dos preços médios faturados em Portugal continental	117
6.1.1	Evolução dos preços médios faturados	117
6.1.2	Evolução dos preços médios faturados no mercado regulado e no mercado livre	120
6.2	Análise dos preços médios faturados nas Regiões Autónomas	124
6.3	Análise das ofertas comerciais do mercado em BTN.....	127
6.3.1	Ofertas Comerciais de Eletricidade no 4.º Trimestre de 2023.....	128
6.3.1.1	Ofertas de eletricidade	128
6.3.1.2	Ofertas duais	133
6.3.2	Evolução das Ofertas Comerciais de Eletricidade	135
6.3.2.1	Evolução da fatura mensal nas ofertas de eletricidade.....	135
6.3.2.2	Evolução da fatura mensal nas ofertas duais.....	137
ANEXO I: SIGLAS		141
ANEXO II: ÁREAS DE REDE A, B E C DA OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT, MT.....		145

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Peso do mercado liberalizado e do mercado regulado no total do consumo	4
Figura 2-2 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado	5
Figura 2-3 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado	6
Figura 2-4 - Variações tarifárias da tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental.....	7
Figura 2-5 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos.....	7
Figura 2-6 - Variações tarifárias da tarifa transitória de Venda a Clientes finais em Portugal continental.....	8
Figura 2-7 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores	9
Figura 2-8 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira ...	10
Figura 2-9 - Evolução trimestral do número de famílias beneficiárias da tarifa social.....	11
Figura 3-1 - Variação, em valor absoluto, do preço médio da tarifa de Acesso às Redes (coeficientes padrão em 2024)	28
Figura 3-2 - Alocação da parcela II da tarifa UGS, sem a MCT extraordinária em 2024, cf. Proposta de Tarifas 2024	29
Figura 3-3 - Histogramas dos indicadores para os PTD, 2022	43
Figura 3-4 - Distribuição geográfica dos PTD com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2022	44
Figura 3-5 - Histogramas dos indicadores para as SE, 2022.....	45
Figura 3-6 - Distribuição geográfica das SE com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2022	46
Figura 3-7 - Relacionamentos na rede de mobilidade elétrica	49
Figura 3-8 - Estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica	50
Figura 3-9 - Distribuição do consumo na rede da mobilidade elétrica por período horário, em 2021 e 2022	53
Figura 3-10 - Distribuição do número de horas por período horário nos ciclos de contagem, em 2022	54
Figura 3-11 - Diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica, 2021 e 2022.....	55
Figura 3-12 - Consumo médio anual (2020 a 2022) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo e comparação com o consumo médio (2022) da procura em Portugal continental.....	58
Figura 3-13 - Peso do consumo (média 2020 a 2022) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, face ao valor da procura em Portugal continental (previsão 2024, em tarifas 2024).....	59
Figura 3-14 - Acoplamento de mercados na fronteira Espanha-Portugal, anos 2015-2022	60
Figura 3-15 - Preços horários por tipo de dia, anos 2015-2022.....	61

Figura 3-16 - Preços horários nos dias úteis, por ano	61
Figura 3-17 - Preços no total de horas e nas horas de ponta, por trimestre	62
Figura 3-18 - Evolução de preços entre 2018 e 2022, por período horário e por trimestres	63
Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN	73
Figura 4-2 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN.....	73
Figura 4-3 - Decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva.....	74
Figura 4-4 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN >.....	76
Figura 4-5 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário.....	76
Figura 4-6 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (simples).....	77
Figura 4-7 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário	77
Figura 4-8 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (bi-horária).....	78
Figura 4-9 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário	78
Figura 4-10 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (tri-horária)	79
Figura 4-11 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário	79
Figura 4-12 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA	82
Figura 4-13 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA	83
Figura 4-14 - Decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva	84
Figura 4-15 - Variações dos preços da TVCFA em MT.....	86
Figura 4-16 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário.....	86
Figura 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTE	87
Figura 4-18 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário.....	87
Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN >	88
Figura 4-20 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário	88
Figura 4-21 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (simples)	89
Figura 4-22 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário	89
Figura 4-23 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (bi-horária).....	90
Figura 4-24 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário	90
Figura 4-25 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (tri-horária).....	91
Figura 4-26 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário.....	91
Figura 4-27 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM	94
Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM	95

Figura 4-29 - Decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva	96
Figura 4-30 - Variações dos preços da TVCFM em MT.....	98
Figura 4-31 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário	98
Figura 4-32 - Variações dos preços da TVCFM em BTE.....	99
Figura 4-33 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário.....	99
Figura 4-34 - Variações dos preços da TVCFM em BTN >	100
Figura 4-35 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário	100
Figura 4-36 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (simples).....	101
Figura 4-37 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário.....	101
Figura 4-38 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (opção bi-horária).....	102
Figura 4-39 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário	102
Figura 4-40 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (tri-horária).....	103
Figura 4-41 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário.....	103
Figura 6-1 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	118
Figura 6-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo	118
Figura 6-3 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	120
Figura 6-4 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo	120
Figura 6-5 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	121
Figura 6-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo	121
Figura 6-7 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	123
Figura 6-8 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento	123
Figura 6-9 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	125
Figura 6-10 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo	125
Figura 6-11 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	126
Figura 6-12 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo	126

Figura 6-13 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 1.....	130
Figura 6-14 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 2.....	131
Figura 6-15 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 3.....	132
Figura 6-16 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1	133
Figura 6-17 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2	134
Figura 6-18 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3	135
Figura 6-19 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 1	136
Figura 6-20 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 2	136
Figura 6-21 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 3	137
Figura 6-22 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1	138
Figura 6-23 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2	138
Figura 6-24 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3	139

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Variáveis de faturação aplicadas aos vários níveis de tensão	12
Quadro 3-1 - Custos a recuperar na tarifa UGS do ORT	22
Quadro 3-2 - Custos a recuperar na tarifa UGS dos ORD	24
Quadro 3-3 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação para o ano 2024, nos termos dos n.ºs 2 e 3 do artigo 160.º (coeficientes padrão em 2024)	26
Quadro 3-4 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes (coeficientes padrão em 2024)	27
Quadro 3-5 - Decomposição da parcela II da tarifa UGS dos ORD, entre a Proposta e a Decisão de Tarifas 2024	30
Quadro 3-6 - Chaves de alocação baseados na energia e no Sinal das Redes, em EUR/MWh	31
Quadro 3-7 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação na Decisão de Tarifas do ano 2024	31
Quadro 3-8 - Impacte da medida de contenção tarifária extraordinária na parcela II da tarifa UGS dos ORD na Decisão de Tarifas do ano 2024.....	32
Quadro 3-9 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD	32
Quadro 3-10 - Custos incrementais da rede de transporte em 2024	35
Quadro 3-11 - Custos incrementais da rede de distribuição em 2024	37
Quadro 3-12 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição	38
Quadro 3-13 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para os PTD, 2022	44
Quadro 3-14 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para as SE, 2022	46
Quadro 3-15 - Valores normalizados pela potência média anual determinados a partir do diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica em 2022	55
Quadro 3-16 - Valores normalizados pela potência média anual utilizados na conversão do preço de potência contratada em preços de energia por período horário nas tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica	56
Quadro 3-17 - Rácio de preços que resulta dos custos marginais	64
Quadro 3-18 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2024	65
Quadro 3-19 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência das tarifas de comercialização	68
Quadro 4-1 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais	69
Quadro 4-2 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência	71
Quadro 4-3 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em $BTN >$	80
Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em $BTN <$	80
Quadro 4-5 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAA.....	92

Quadro 4-6 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAA	92
Quadro 4-7- Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM	104
Quadro 4-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAM	104
Quadro 5-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários	105
Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal continental	106
Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental	107
Quadro 5-4 - Ciclo diário na RAA e na RAM	107
Quadro 5-5 - Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM	108
Quadro 5-6 - Ciclo semanal da nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT .	109
Quadro 5-7 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2024	110
Quadro 5-8 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2024	111
Quadro 5-9 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2024	111
Quadro 5-10 - Ciclo semanal da nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT	112
Quadro 5-11 – Distribuição de épocas para a nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT	112
Quadro 5-12 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2024.....	113
Quadro 5-13 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2024.....	113
Quadro 5-14 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2024.....	114
Quadro 5-15 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2024	114
Quadro 5-16 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2024.....	115
Quadro 5-17 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2024	115
Quadro 6-1 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1	129
Quadro 6-2 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2	130
Quadro 6-3 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3	132
Quadro 6-4 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1.....	133
Quadro 6-5 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2.....	134
Quadro 6-6 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3.....	135
Quadro 6-7 - Correspondência entre as três áreas de rede das opção tarifária por épocas e as seis áreas de rede apresentadas pela E-Redes	147
Quadro 6-8 - Classificação dos concelhos de acordo com as seis áreas de rede apresentadas pela E-Redes	147

1 INTRODUÇÃO

A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos clientes finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes. No Regulamento Tarifário, nos princípios que orientam a metodologia de cálculo tarifário, estabelece-se que a estrutura das tarifas deve ser aderente à estrutura dos custos incrementais ou marginais.

As diferentes tarifas por atividade do setor elétrico devem refletir os custos dessas atividades e os preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados. No presente documento sintetizam-se os princípios de determinação dos referidos custos e apresenta-se a sua estrutura para cada tarifa regulada.

Este documento está dividido nos seguintes capítulos:

- No capítulo 2 são sistematizadas as principais características da estrutura tarifária do setor elétrico em Portugal.
- O capítulo 3 apresenta as várias tarifas reguladas por atividade regulada, designadamente as tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes, bem como a tarifa de Comercialização e a tarifa de Energia.
- O capítulo 4 detalha a determinação das tarifas de venda a clientes finais, sendo que as mesmas estão abrangidas por mecanismos de convergência para assegurar uma aproximação gradual a uma estrutura tarifária aditiva.
- O capítulo 5 apresenta os períodos horários aplicáveis em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.
- O capítulo 6 faz uma análise aos preços no mercado retalhista de eletricidade, incluindo os preços médios faturados até ao 3.º trimestre de 2023 e as ofertas comerciais disponíveis no mercado em BTN no 4.º trimestre de 2023.
- Por fim, o Anexo inclui as siglas utilizadas no documento.

2 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO

2.1 LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

O início da regulação independente no setor elétrico em Portugal data de fevereiro de 1997, com a publicação dos estatutos da ERSE. A regulação surgiu com o início da reprivatização das empresas de eletricidade e com a liberalização do mercado de eletricidade, assumindo o regulador um papel neutro e independente face aos agentes e operadores do setor e ao próprio Estado.

O processo de liberalização do mercado de eletricidade tem sido um processo gradual. No mercado retalhista, o ano 2006 marca o direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores. No mercado grossista assistiu-se em 2007 à criação do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL) no qual concorrem todos os produtores de eletricidade do mercado ibérico para vender a energia elétrica aos comercializadores e aos grandes consumidores.

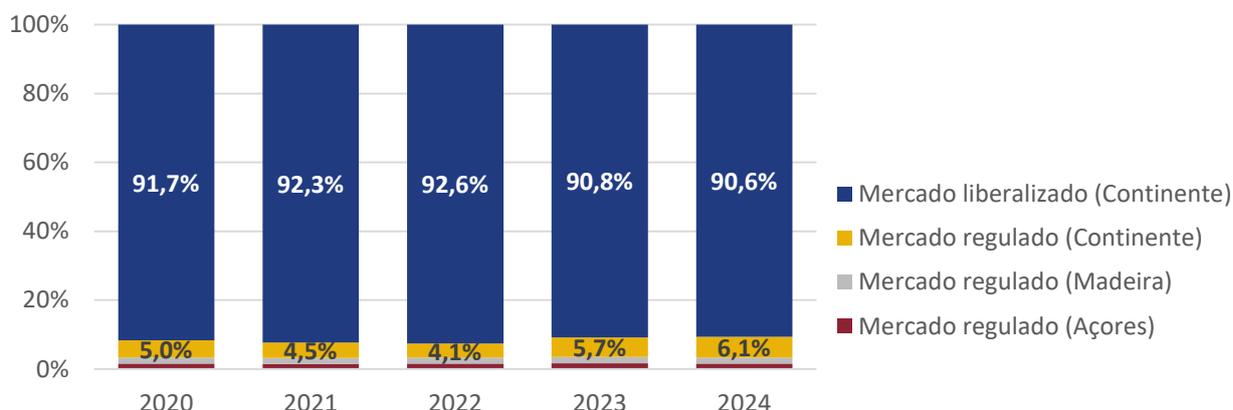
O processo de liberalização dos setores elétricos da maior parte dos países europeus foi efetuado de forma faseada, tendo começado por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados. Em Portugal foi seguida uma metodologia idêntica, tendo a abertura de mercado sido efetuada de forma progressiva entre 1995 e 2006. Desde 4 de setembro de 2006 todos os consumidores em Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica.

Atualmente mantém-se em curso um processo de extinção do mercado regulado de venda a clientes finais em Portugal continental, com as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE para Portugal continental a ter um caráter transitório. Tendo havido várias revisões da data final da sua extinção, está neste momento previsto que o mercado regulado em Portugal continental seja extinto¹ até 31 de dezembro de 2025.

Na Figura 2-1 apresenta-se a evolução do peso em termos de consumo do mercado liberalizado em Portugal continental e dos mercados regulados em Portugal continental, nos Açores e na Madeira desde 2020.

¹ Nos termos do artigo 289.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro na redação vigente, a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade pelos comercializadores de último recurso a clientes finais com consumos em BTN é fixada em 31 de dezembro de 2025. Para consumidores finais em BTE desde 31 de dezembro de 2022 que se extinguiram as tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Figura 2-1 - Peso do mercado liberalizado e do mercado regulado no total do consumo



Nota: Os mercados regulados dos Açores e da Madeira somam um peso total entre 3% e 4% nos vários anos.

2.2 TARIFAS NO MERCADO LIBERALIZADO E REGULADO

O quadro regulamentar em vigor define as tarifas para cada uma das atividades reguladas do setor elétrico, determinadas de modo a proporcionar os proveitos permitidos dessas atividades. As atividades reguladas para as quais se definem tarifas reguladas são as seguintes:

- Gestão global do sistema;
- Transporte de energia elétrica;
- Distribuição de energia elétrica;
- Compra e venda de energia elétrica;
- Comercialização de energia elétrica.

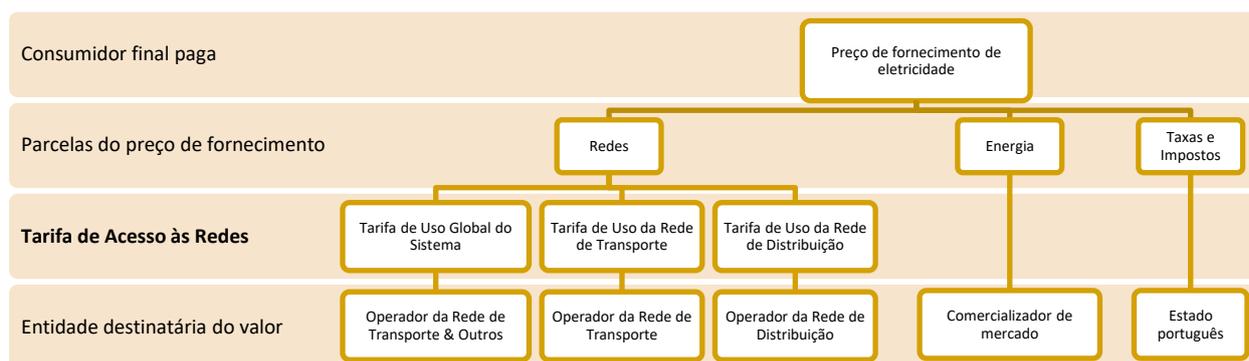
O [Decreto-Lei n.º 15/2022](#), de 14 de janeiro, na redação vigente, consagra os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas. São consagrados, entre outros, o princípio da «inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, adequando as tarifas aos custos provocados na utilização do sistema e adotando o princípio da aditividade tarifária».

O sistema tarifário é aditivo, na medida em que, quer as tarifas de Acesso às Redes, quer as tarifas de Venda a Clientes Finais, são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das atividades, já que a cada atividade regulada da cadeia de valor está associada uma tarifa. Deste modo, garante-se a transparência, o tratamento não discriminatório e a justiça do sistema tarifário.

Genericamente, o preço de fornecimento de eletricidade pago pelo consumidor final tem três parcelas: (1) redes, (2) energia e (3) taxas e impostos sobre a fatura de fornecimentos. O valor das redes representa o montante relacionado com as infraestruturas que transportam a energia elétrica desde a sua produção até ao consumidor final. O valor da energia está relacionado com o custo da energia elétrica consumida. Por fim, as taxas e impostos designam os vários tipos de tributação definidos pelo poder governativo ².

Os consumidores do mercado liberalizado pagam tarifas reguladas apenas pela parcela das redes, nomeadamente a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição. A soma destas três tarifas é designada por **tarifa de Acesso às Redes**. Relativamente à parcela da energia esta é negociada livremente com o comercializador do mercado livre, enquanto a parcela dos impostos é definida pelo Estado português. A Figura 2-2 resume a estrutura do preço de fornecimento de eletricidade para um consumidor do mercado liberalizado.

Figura 2-2 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado



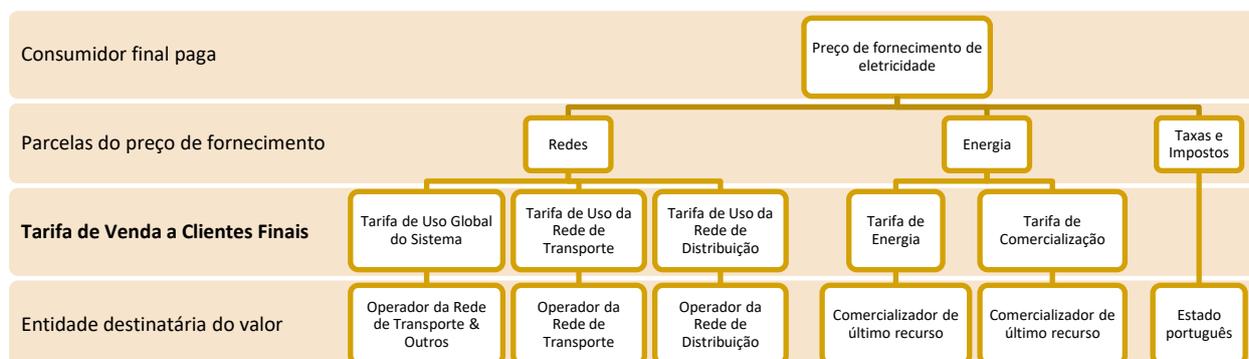
Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Em comparação, um consumidor do mercado regulado paga tarifas reguladas tanto pela parcela das redes como pela parcela da energia. Para além de pagar as mesmas tarifas pelas redes que um consumidor do mercado liberalizado, o consumidor do mercado regulado também está sujeito à tarifa de Energia e à tarifa de Comercialização, referentes à parcela de energia. A soma das tarifas reguladas para as parcelas de redes

² No caso português, as taxas e impostos incluem a taxa da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), a Contribuição Audiovisual, o Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC) e o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA). Para mais informações sobre o regime de IVA no setor elétrico, aplicável a partir de 1 de outubro de 2022, consulte o folheto ERSExplica «[Aplicação do IVA na fatura de eletricidade](#)» (novembro 2022).

e de energia é designada por **tarifa de Venda a Clientes Finais**. A estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado encontra-se ilustrada na Figura 2-3.

Figura 2-3 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado

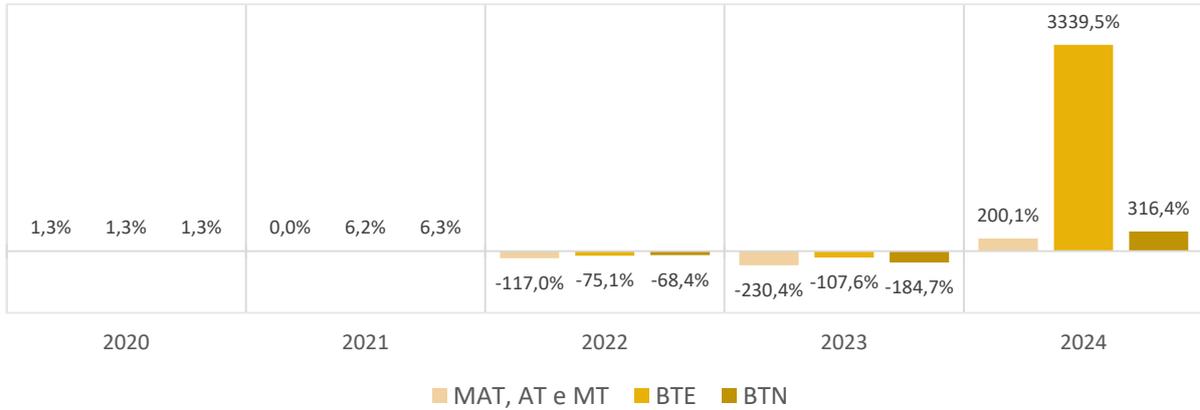


Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

O processo de aprovação das tarifas pela ERSE tem impacto em todos os consumidores do setor elétrico nacional uma vez que todos são chamados a pagar a tarifa regulada associada às redes elétricas, designada por tarifa de Acesso às Redes. A Figura 2-4 ilustra as variações tarifárias desta tarifa, em Portugal continental, entre os anos 2020 e 2024 para os diferentes níveis de tensão ³.

³ Sublinha-se, novamente, que as tarifas de Acesso às Redes pagas pelos consumidores no mercado liberalizado são idênticas às tarifas de Acesso às Redes incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais dos consumidores do mercado regulado.

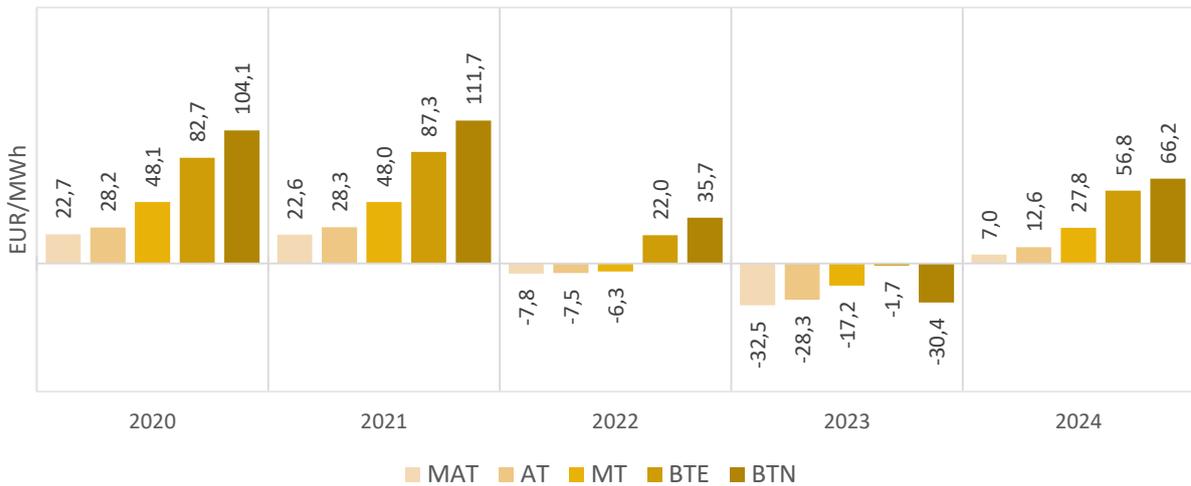
Figura 2-4 - Variações tarifárias da tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental



Nota: Inclui o efeito das fixações excecionais de tarifas em 2022 e 2023. A variação percentual elevada para BTE em 2024 resulta de um valor médio negativo em 2023, o que amplifica a variação relativa.

Em complemento, a Figura 2-5 ilustra os preços médios das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2020 a 2024, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento, integrando a fixação excecional de tarifas em julho de 2022 e 2023. Conforme se ilustra na figura, o nível de preços em 2024 será inferior ao do ano de 2021, último ano em que todas as tarifas de Acesso às Redes foram positivas.

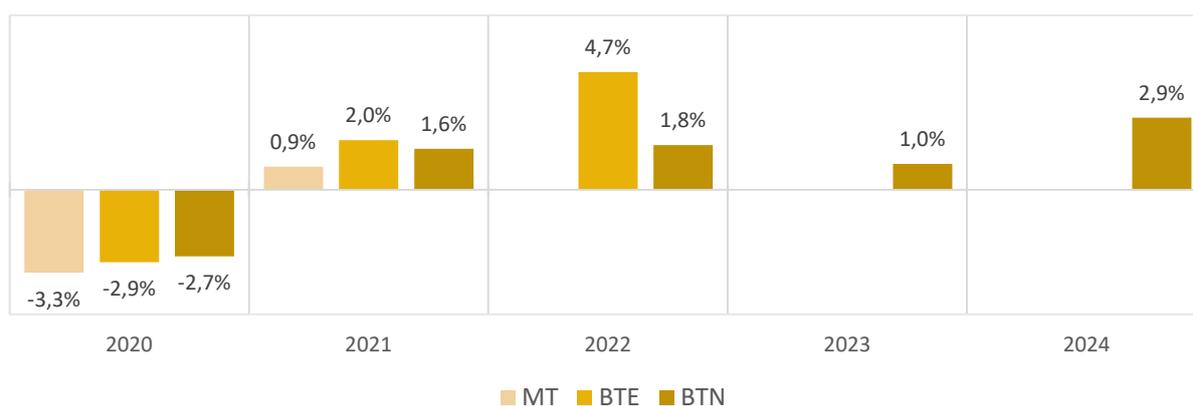
Figura 2-5 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos



Importa clarificar que uma determinada variação na tarifa de Acesso às Redes implica uma variação de menor amplitude no preço total do fornecimento de energia elétrica, assumindo um valor constante para a parcela da energia.

Estando em curso um processo de liberalização do mercado de eletricidade em Portugal continental, decidiu-se denominar a tarifa integral no mercado regulado de Portugal continental por tarifa transitória de Venda a Clientes Finais. Este caráter «transitório» não se verifica nas duas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, uma vez que está previsto manter o regime de tarifas reguladas dada a incapacidade de criar condições concorrenciais na produção e comercialização de eletricidade nesses dois mercados insulares. A Figura 2-6 apresenta as variações tarifárias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos consumidores do mercado regulado em Portugal continental ⁴ entre os anos 2020 e 2024 para os diferentes níveis de tensão.

Figura 2-6 - Variações tarifárias da tarifa transitória de Venda a Clientes finais em Portugal continental



Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2020, bem como o efeito das fixações excecionais de tarifas em 2022 e 2023. As tarifas transitórias em MT e BTE encontram-se extintas a partir de 2022 e 2023, respetivamente.

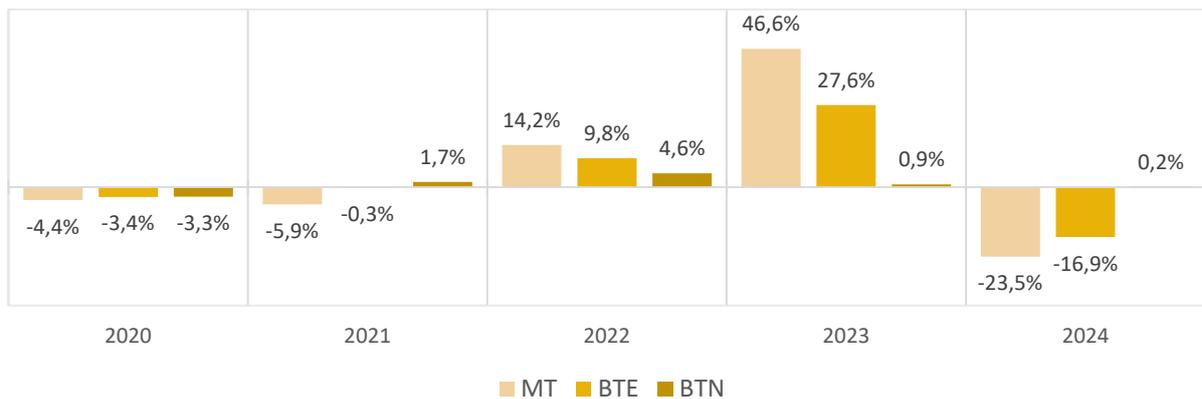
De acordo com o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico as tarifas reguladas em Portugal devem ser aderentes à estrutura de custos e respeitar o princípio da uniformidade tarifária para todo o território português. No entanto, como os sistemas elétricos das Regiões Autónomas apresentam custos unitários mais elevados não é possível respeitar simultaneamente estas disposições para as Regiões Autónomas. Para atenuar as diferenças de preços entre Portugal continental e as Regiões Autónomas tem sido

⁴ Entende-se por «variação tarifária» do ano «t» a variação percentual do custo médio de energia elétrica (€/kWh) entre a aplicação das tarifas do ano «t-1» e das tarifas do ano «t», assumindo em ambos os casos a estrutura de consumo prevista para o ano «t».

implementado um mecanismo de convergência que limita as variações tarifárias nos Açores e na Madeira. O mecanismo de convergência consiste em determinar tarifas para recuperar o mesmo nível de receitas caso se aplicassem as tarifas aditivas de Portugal continental à estrutura de consumos das Regiões Autónomas. Isto significa que em cada ano as receitas com as tarifas reguladas nas Regiões Autónomas são inferiores aos proveitos permitidos aos operadores verticalmente integrados dos Açores e da Madeira. O diferencial de receitas resultante deste mecanismo de convergência é repercutido na Tarifa de Uso Global do Sistema e é pago por todos os consumidores em Portugal.

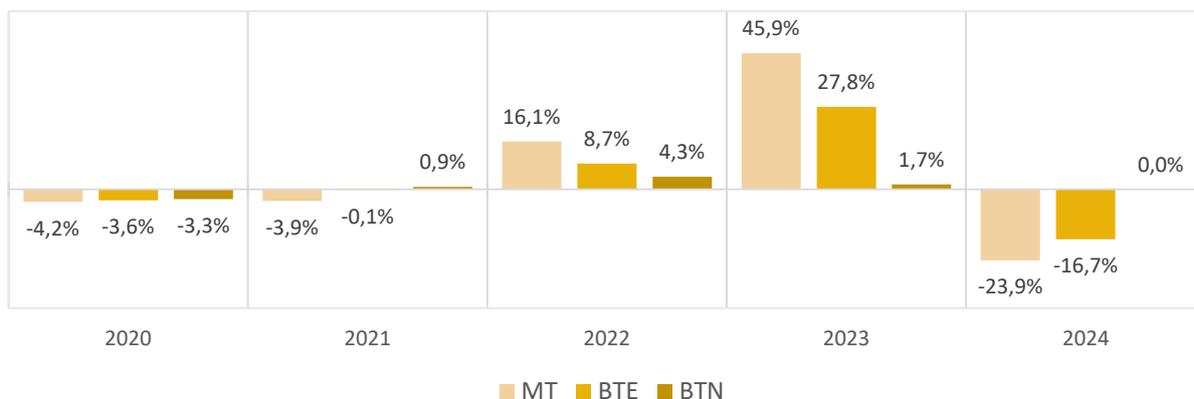
A Figura 2-7 e Figura 2-8 apresentam as variações tarifárias registadas entre 2020 e 2024 nas duas Regiões Autónomas, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Figura 2-7 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores



Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2020, bem como o efeito das fixações excecionais de tarifas em 2022 e 2023.

Figura 2-8 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira



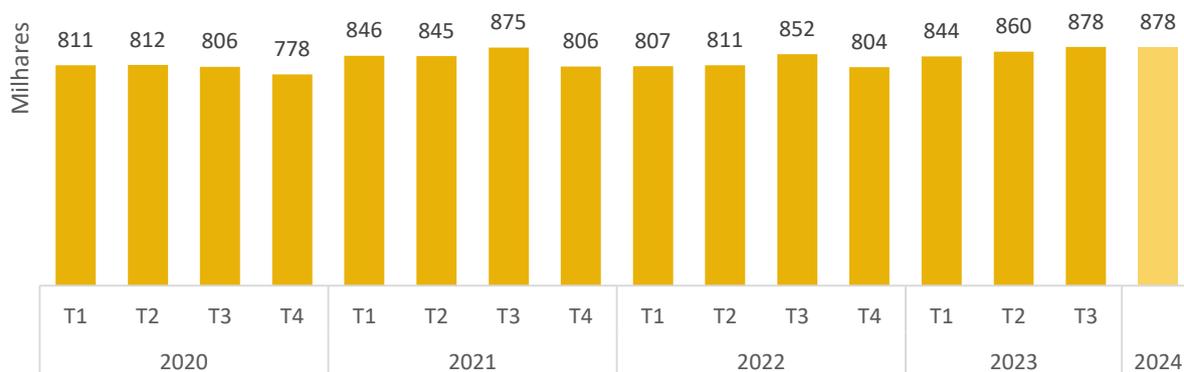
Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2020, bem como o efeito das fixações excecionais de tarifas em 2022 e 2023.

2.3 TARIFA SOCIAL

A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de eletricidade que se encontrem em situação de carência socioeconómica, é uma das medidas adotadas no quadro da proteção dos consumidores vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético.

A tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a consumidores economicamente vulneráveis foi criada em 2010. O seu valor é calculado mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em baixa tensão normal. Este desenho permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou de mercado livre. O desconto da tarifa social está atualmente definido de forma a traduzir-se num desconto de 33,8% face à tarifa de Venda a Clientes Finais do mercado regulado. A Figura 2-9 ilustra a evolução trimestral do número de famílias que beneficiam da tarifa social.

Figura 2-9 - Evolução trimestral do número de famílias beneficiárias da tarifa social



Fonte: Informação dos comercializadores, recebida no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. O valor para o ano 2024 é uma previsão.

Existiu um crescimento acentuado no número de famílias beneficiárias durante o terceiro trimestre de 2016 devido a mudanças no processo de atribuição da tarifa social, o qual passou a ter um caráter automático desde 1 de julho de 2016, sem exigir uma solicitação prévia do consumidor. A lista de beneficiários é elaborada pela Direção-Geral de Energia e Geologia e recorre aos dados da Autoridade Tributária e Aduaneira e da Segurança Social para determinar a aplicabilidade automática da tarifa social.

De referir que o Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, veio concretizar 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, entrando em vigor a 27 de novembro de 2020. Esta alteração estrutural justifica o aumento observado em 2021 na Figura 2-9. O atual enquadramento legal da tarifa social está previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação atual⁵.

2.4 VARIÁVEIS DE FATURAÇÃO

A cada tarifa regulada referida na Figura 2-2 e Figura 2-3 aplicam-se diversas variáveis de faturação. O Quadro 2-1 apresenta o conjunto de variáveis de faturação aplicáveis nos diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento, no referencial das tarifas de venda a clientes finais.

⁵ O Decreto-Lei n.º 15/2022, foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, que alterou o modelo de financiamento da tarifa social.

As variáveis de faturação relacionadas com a **potência** definem preços para a potência contratada e a potência em horas de ponta. A potência contratada corresponde a um conceito de potência máxima registada em qualquer período temporal de 15 minutos dos últimos 12 meses e permite recuperar os custos com os troços periféricos mais próximos dos clientes ⁶. Em contrapartida a potência em horas de ponta determina uma potência média medida durante as horas de ponta e é utilizada para recuperar os custos com os troços comuns mais afastados dos clientes individuais ⁷.

Quadro 2-1 - Variáveis de faturação aplicadas aos vários níveis de tensão

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Potência					
Potência contratada	•	•	•	•	•
Potência em horas de ponta	•	•	•	•	
Energia ativa					
Preços diferenciados por trimestre	•	•	•	•	
Estrutura tetra-horária	•	•	•	•	
Estrutura tri-horária					•
Estrutura bi-horária					•
Estrutura simples					•
Energia reativa					
Indutiva	•	•	•	•	
Capacitiva	•	•	•	•	

As variáveis de faturação relacionadas com a **energia ativa** aplicam preços por consumo de energia elétrica de acordo com um desenho do tipo «Time-of-Use». Neste tipo de desenho são definidos diferentes preços para diferentes horas do dia, distinguindo horas de ponta, horas cheias e horas de vazio. Como em Portugal ainda se procede a uma subdivisão das horas de vazio em vazio normal e super vazio, trata-se de um enquadramento com estrutura tetra-horária, dado que ao longo de um dia existem até quatro preços para

⁶ Para os consumidores em BTN a potência contratada corresponde ao valor máximo de potência permitida pelo disjuntor do quadro elétrico (ou limitador de potência do contador).

⁷ No caso dos consumidores em BTN, aos quais não é aplicada a potência em horas de ponta como variável de faturação, o valor correspondente é convertido para os preços da energia ativa e potência contratada.

a energia ativa. É de referir que a localização dos quatro períodos tarifários pode ainda variar pelo tipo de dia da semana, diferenciando os dias úteis dos sábados e dos domingos, podendo ainda dividir o ano em inverno e verão. O Quadro 2-1 ilustra que aos clientes em BTN não é aplicada uma estrutura tetra-horária, existindo a hipótese de optar entre opções tarifárias tri-horárias, bi-horárias ou simples ⁸.

As variáveis de faturação para a **energia reativa** distinguem a energia reativa indutiva da capacitiva. A energia reativa indutiva é uma variável que deve ser utilizada na faturação do uso das redes nos períodos de fora de vazio, na medida em que a sua compensação por parte do consumidor possibilita a diminuição dos custos globais do sistema elétrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento. Relativamente à energia reativa capacitiva a sua compensação por parte dos consumidores pode ser desejável nos períodos de vazio, na medida em que pode evitar sobretensões nos pontos de entrega.

Os preços das variáveis de faturação são definidos em:

- Preço de potência contratada, definido em euros por kW, por dia.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW, por dia.
- Preços de energia ativa, definidos em euros por kWh.
- Preços de energia reativa (indutiva e capacitiva), definido em euros por kvarh.

2.5 RELAÇÃO ENTRE AS TARIFAS E OS CUSTOS

Para garantir a transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente do sistema elétrico as variáveis de faturação devem ser as mais adequadas para traduzir os custos efetivamente causados. Os preços destas variáveis de faturação são determinados de forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais/incrementais de fornecimento de energia elétrica, de modo a incentivar uma utilização eficiente da energia e de todos os recursos do sistema elétrico. A adoção de preços refletindo os custos marginais/incrementais contribui ainda para a redução de subsidiações cruzadas entre grupos de clientes, induzindo uma afetação ótima de recursos e permitindo aumentar a eficiência

⁸ Estas três opções estão disponíveis para clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA. Para consumidores em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA a aplicação de uma estrutura tri-horária é obrigatória.

económica do sistema elétrico, assegurando, simultaneamente, um sistema tarifário justo que promove a igualdade de tratamento e de oportunidades.

Com efeito, a regra geral de determinação de preços eficientes estabelece que o preço de cada bem ou serviço deve ser igual ao seu custo marginal/incremental. Caso se verifique esta igualdade, cada consumidor paga efetivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afetação ótima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica do sistema elétrico.

Numa situação de mercado concorrencial, os custos marginais determinam o preço num ponto em que são iguais ao custo médio. Assim sendo, as empresas obtêm a sua rentabilidade económica praticando os melhores preços possíveis. O ótimo social coincide com o ótimo económico no ponto onde se conjuga a minimização dos custos com a maximização do bem-estar social, verificando-se uma igualdade entre custos médios, custos marginais e preços. Para que o ótimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflita todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo.

Para que as empresas possam atingir o equilíbrio económico-financeiro, conforme princípio consagrado na legislação do setor ⁹, bastaria permitir que recuperassem os seus custos totais, incluindo uma remuneração adequada do capital investido. Contudo, não é suficiente garantir que as receitas proporcionadas pelas tarifas sejam iguais aos proveitos permitidos. Tem de se verificar também se não existe subsídição cruzada entre grupos de clientes e se as tarifas estão a fornecer aos agentes os sinais apropriados para um uso eficiente da energia elétrica através da análise dos diversos termos que as constituem. Os custos marginais devem ser utilizados como elementos orientadores dos sinais preço a transmitir aos clientes e aos fornecedores dos diversos serviços de modo a influenciar o seu comportamento no sentido da máxima eficiência.

Uma vez definidas as variáveis físicas e as respetivas regras de medição para a faturação de cada serviço regulado, devem ser determinados os custos marginais/incrementais associados a cada uma delas. O custo marginal associado a cada uma das variáveis físicas consideradas corresponde ao custo da prestação de uma unidade adicional dessa variável. Este custo marginal pode ter uma discriminação temporal e também espacial, ou seja, pode depender do momento no tempo e da localização geográfica do consumo. Na determinação de cada um destes custos para cada uma das atividades, diversas metodologias podem ser adotadas.

⁹ Entre outros, artigos 205.º, 207.º e 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente.

A estrutura tarifária é constituída pelas variáveis físicas de cada tarifa por atividade ou serviço regulado, pelos custos marginais ou incrementais associados a cada uma dessas variáveis e pela correspondente estrutura de preços das várias tarifas que se obtêm por aplicação do escalamento aos custos marginais ou incrementais.

DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS/INCREMENTAIS

Os preços das tarifas devem basear-se nos custos marginais ou incrementais. Os custos marginais da tarifa de energia são dados pelos preços do mercado organizado, que no pressuposto de um funcionamento adequado devem refletir estes custos. Os custos incrementais das redes são calculados através da metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. O cálculo do custo incremental consiste no quociente entre o valor atualizado dos acréscimos de custos de investimento (CAPEX), incluindo os respetivos custos de operação e manutenção (OPEX), e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

O cálculo dos custos incrementais aplica-se em situações em que os investimentos são efetuados ao longo do tempo por forma a satisfazer os sucessivos acréscimos de procura. Designam-se por custos incrementais e não por custos marginais, dado se tratar da relação entre dois acréscimos e não da derivada do custo total em relação à procura total satisfeita.

O CONCEITO DE ESCALAMENTO

Se os custos marginais ou incrementais dos diversos serviços regulados permitirem assegurar as receitas que proporcionam o equilíbrio económico-financeiro da empresa, ou seja, os proveitos a proporcionar em cada atividade, então o preço associado às variáveis de faturação de cada tarifa deverá ser igual ao respetivo custo marginal/incremental.

Se esta igualdade não se verificar, que é o caso das atividades de redes que são monopólios naturais, os preços associados às diversas variáveis de faturação de cada tarifa devem ser corrigidos por fatores multiplicativos ou aditivos, ou seja, escalados para proporcionar os proveitos permitidos em cada atividade. Assim, a estrutura de cada tarifa escalada deve refletir a estrutura dos custos marginais/incrementais, termo a termo. Esta condição salvaguarda a utilização eficiente do sistema de energia elétrica em cada uma das atividades, assegurando igualmente a recuperação dos proveitos permitidos em cada atividade de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário (RT).

A escolha do método de escalamento deve ser feita de modo a não distorcer as decisões de consumo, isto é, as componentes da procura mais elásticas ao preço devem suportar uma menor proporção de escalamento (Regra de Ramsey-Boiteux). Esta abordagem requer informação sobre elasticidades procura/preço. O escalamento multiplicativo, em que todos os custos marginais/incrementais são multiplicados pelo mesmo fator¹⁰, e em que a receita é adaptada aos custos, é preferível pois (i) preserva o rácio entre os preços, que coincide com as relações entre os custos marginais/incrementais; (ii) faz com que o equilíbrio se mantenha dinamicamente; e, (iii) responsabiliza os consumidores pelos encargos que provocam, induzindo uma procura mais eficiente.

AS TARIFAS DE USO DAS REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso das Redes são compostas por preços de potência contratada, de potência em horas de ponta, de energia ativa por período horário e de energia reativa.

Os preços dos termos de energia ativa das tarifas de Uso das Redes são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas, por período horário publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia discriminados por período horo-sazonal, considerados na tarifa de Energia.

Os preços de energia reativa, de aplicação local aos clientes ligados diretamente no nível de tensão da rede, estão relacionados com os custos de capacidade da rede periférica associados à circulação da componente reativa de corrente e bem como com o acréscimo de perdas resultante face à situação de cargas devidamente compensadas. A aplicação destes preços de energia está relacionada com a recuperação dos custos dos investimentos justificados pela redução de perdas atuais e futuras.

De acordo com a metodologia de cálculo das tarifas de Uso das Redes vigente no RT os preços de potência contratada e em horas de ponta baseiam-se nos custos incrementais da potência contratada e nos custos incrementais da potência em horas de ponta nas redes.

Os preços das tarifas de uso das redes de energia elétrica devem basear-se nos custos incrementais de capacidade das redes. Os custos incrementais de capacidade das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica refletem os custos adicionais causados pelos acréscimos de procura nestas redes, transmitindo aos utilizadores o custo adicional de cada unidade de energia que transita nas redes.

¹⁰ De forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos em cada atividade regulada aplica-se um fator multiplicativo distinto para cada atividade. No entanto, dentro de cada atividade regulada, o fator multiplicativo é único.

Os custos incrementais das redes podem ser calculados de acordo com a metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. Assim sendo, designam-se por custos incrementais e não marginais porque são determinados através de uma relação entre dois acréscimos e não através do cálculo da derivada da grandeza custo total em relação à procura satisfeita.

Formalmente tem-se:

$$CI_{r,n}^P = \left[\sum_{t=-1}^{T-1} \frac{\Delta I_{r,n,t}^P}{(1+i)^t} \right] \cdot \left[\sum_{t=0}^T \frac{\Delta P_{r,n,t}}{(1+i)^t} \right]^{-1}$$

Em que:

- $CI_{r,n}^P$ Custo incremental de longo prazo da potência P para a rede r no nível de tensão n
- $\Delta I_{r,n,t}^P$ Investimento anualizado e acréscimo de custos de operação e manutenção nas redes, para satisfazer o acréscimo da potência P para a rede r no nível de tensão n durante o ano t
- $\Delta P_{r,n,t}$ Acréscimo da potência P para a rede r no nível de tensão n durante o ano t
- P Potência contratada ou Potência em horas de ponta
- r Rede de Transporte ou Rede de Distribuição
- n Nível de tensão, nomeadamente da Rede de Transporte (MAT ou AT) ou da Rede de Distribuição (AT, MT ou BT)
- t Ano considerado
- T Número total de anos considerados
- i Taxa de atualização

Os custos incrementais de potência contratada devem ser calculados através do quociente entre o valor atualizado dos investimentos em troços de rede periféricos, incluindo os respetivos custos de operação e manutenção, e o valor atualizado do acréscimo de potência contratada no mesmo período, no pressuposto que são estes acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

Os custos incrementais de potência em horas de ponta devem ser calculados através do quociente entre o valor atualizado dos investimentos em troços de rede de uso comum, incluindo os respetivos custos de operação e manutenção, pelo valor atualizado do acréscimo de procura em horas de ponta no mesmo período.

2.6 OUTRAS TARIFAS E PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

Desde 2011 existe um regime específico para a mobilidade elétrica, com a publicação de **tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica para a mobilidade elétrica**¹¹. A estrutura destas tarifas apresenta apenas termos de energia ativa e opções bi-horária e tri-horária.¹² Adicionalmente são ainda publicadas as **tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica** nas Regiões Autónomas, dada a ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado liberalizado. Desde maio de 2021 são ainda aplicadas as tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (tarifas EGME), cuja aprovação é realizada ao abrigo do Regulamento para a Mobilidade Elétrica, em processo autónomo.

Desde 2020 publicam-se também **tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da rede de serviço público** (RESP)¹³. Estas tarifas caracterizam-se pelo facto de descontarem parcialmente as tarifas de Uso das Redes de transporte e distribuição em função do impacto que o autoconsumo tem na utilização da rede. Complementarmente, as tarifas podem ainda beneficiar de isenções específicas nos custos de interesse económico geral (CIEG), dependendo do quadro legal em vigor no momento.

Desde 2022 publicam-se **tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento**. Estas tarifas resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidos dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo-se, contudo, o pagamento das tarifas de Uso das Redes (transporte e distribuição). Com a revisão do RT em 2023, em algumas situações específicas as instalações de armazenamento beneficiam de uma isenção total das tarifas de Acesso às Redes¹⁴.

Com início em 2023 publicam-se, ainda, **tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo**. O «Estatuto do Cliente Eletrointensivo» pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos. Estas tarifas de Acesso às Redes distinguem-se das tarifas

¹¹ Ver secção 0.

¹² Comparativamente com as tarifas de acesso às redes aplicáveis a clientes finais, as tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica variabilizam o preço da potência contratada de forma a integrar um valor equivalente nos termos de energia ativa. Esta opção assegura que as tarifas de acesso às redes pagas pelos utilizadores de veículos elétricos refletem todos os custos.

¹³ Ver secção 0.

¹⁴ Veja-se o ponto 2.5.1 do [Relatório de Reformulação do Regulamento Tarifário](#) da Consulta Pública da ERSE n.º 113.

aplicadas a outras instalações de consumo pela inclusão de uma redução total ou parcial, com o limite mínimo de 75 %, dos encargos correspondentes aos CIEG. De notar que a produção de efeitos desta medida de redução de encargos está sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia [Portaria n.º 112/2022, art.º 19.º], o que ainda não ocorreu.

Por último, importa referir sumariamente os **preços de serviços regulados** cuja publicação está prevista em cinco documentos legais. Primeiro, o Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás, que prevê a fixação anual dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, os preços de interrupção e restabelecimento remotos, a quantia mínima a pagar em caso de mora, os encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais, os preços de leitura extraordinária e desde 2024, o preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável, aplicável em Portugal continental. Segundo, o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, que prevê a fixação anual dos preços de operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, e de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes. Terceiro, o Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica, que prevê a fixação anual do preço para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo e, a partir de 2024, dos preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição de equipamentos de medição inteligentes em instalações de armazenamento e de produção participantes em autoconsumo. Quarto, o Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia, criado em 2023, que estabelece os preços de deteção e tratamento de anomalias. Quinto, o RT, que estabelece o preço relativo à mudança de comercializador e de agregador a suportar pelo comercializador ou agregador que angaria um novo cliente, o preço da parcela fixa das tarifas de referência na aquisição supletiva a produtores em regime especial e a autoconsumidores e, ainda, os preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio.

3 TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA

As tarifas por atividade regulada dividem-se em tarifas de Acesso às Redes, tarifa de Energia e tarifas de Comercialização. Por sua vez, a tarifa de Acesso às Redes inclui a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

3.1 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

3.1.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Regulamento Tarifário estabelece a **tarifa de Uso Global do Sistema (tarifa UGS)**. A tarifa UGS é aplicada em dois referenciais distintos, designadamente a tarifa UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a tarifa UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado.

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A **tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte (tarifa UGS do ORT)**, ao operador da rede de distribuição em MT e AT, é composta por duas parcelas (UGS I e UGS II). Esta tarifa não se aplica aos consumidores finais.

A parcela I da tarifa UGS do ORT está associada aos custos com a gestão do sistema¹⁵, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário.

A parcela II da tarifa UGS do ORT deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral. Estes custos incluem o diferencial de custo do agente comercial relativo às centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os custos com mecanismos de capacidade e o diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA). A estrutura de preços da parcela II da tarifa UGS do ORT é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.

¹⁵ Na sequência da Consulta Pública da ERSE n.º 113, que incluiu a reformulação do RT, esta parcela passou a incluir igualmente os custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência, que anteriormente eram recuperados na parcela II.

No âmbito do relacionamento entre a entidade concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se ainda as transferências mensais relativas à faturação dos termos de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). O quadro seguinte sintetiza a forma de repercussão dos custos identificados acima nas duas parcelas da tarifa.

Quadro 3-1 - Custos a recuperar na tarifa UGS do ORT

Custo	Critério de repercussão
Parcela I	
Gestão do sistema	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário
Parcela II	
Diferencial de custo CAE	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário
Diferencial de custo RA	
Mecanismos de capacidade	
Terrenos de centrais hídricas	
PPEC	
Medidas de contenção tarifária ao nível do ORT	
Outros custos ¹⁶	
CMEC	Através de transferência mensal entre os dois operadores

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR PELOS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A **tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição (tarifa UGS dos ORD)**, às entregas a clientes finais nos mercados liberalizado e regulado, é composta por duas componentes, tal como a tarifa UGS do ORT. Estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da tarifa UGS do ORT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades da tarifa UGS dos ORD são calculadas com base nas quantidades medidas nos contadores dos consumidores finais.

¹⁶ Custos com a Concessionária da Zona Piloto.

A parcela I da tarifa UGS dos ORD apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera quase exclusivamente o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa UGS do ORT relativa aos custos com a gestão do sistema ¹⁷.

A parcela II da tarifa UGS dos ORD recupera os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG). Estes custos incluem: o diferencial de custo com a produção com remuneração garantida (PRG) ¹⁸, o diferencial de custo com as centrais com CAE, os CMEC, os encargos com mecanismos de capacidade, o diferencial de custo com a convergência tarifária das RA, os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 2 de agosto, os custos de sustentabilidade ¹⁹, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico, os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) e outros custos. A parcela II também integra eventuais medidas de contenção tarifária, ao nível do ORT e dos ORD, que reduzem o montante de CIEG a recuperar na parcela II da tarifa UGS dos ORD. O quadro seguinte resume a forma de repercussão dos custos identificados acima nas duas parcelas da tarifa.

¹⁷ Adicionalmente, a partir das Tarifas de 2024, a parcela I da tarifa UGS a aplicar pelos ORD recupera ainda o diferencial de custo com a aquisição de energia aos produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo (PREAC), o ajustamento de faturação com a extinta tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador e os custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência.

¹⁸ Este diferencial de custo subdivide-se no diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e no diferencial de custo com a PRE não enquadrada nos termos do referido Decreto-Lei n.º 90/2006.

¹⁹ Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores e ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.

Quadro 3-2 - Custos a recuperar na tarifa UGS dos ORD

Custo	Critério de repercussão
Parcela I	
Gestão do sistema	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário
Parcela II	
Diferencial de custo CAE	Em <u>energia ativa</u> , em <u>potência contratada</u> e em <u>potência em horas de ponta</u> . A repercussão por variável de faturação e por níveis de tensão e tipo de fornecimento decorre da metodologia de cálculo que se descreve na parte final deste ponto 3.1.1.
Diferencial de custo RA	
Mecanismos de capacidade	
Diferencial de custo PRG	
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	
Custos de sustentabilidade	
Terrenos de centrais hídricas	
PPEC	
Medidas de contenção tarifária ao nível do ORT e ORD	
Outros custos ²⁰	
CMEC	Em <u>potência contratada</u> , com o mesmo valor unitário para todos os clientes.

O Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 16 de outubro, estabelece a afetação de um montante global de 1 097 783 884 euros a deduzir aos custos de interesse económico geral a repercutir na tarifa de UGS de 2024. Esse montante é proveniente da afetação da estimativa da receita a obter em 2023 com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), no valor de 5 099 079 euros, à redução do défice tarifário do SEN; da afetação da estimativa de receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa no ano de 2024, no valor de 463 190 124 euros, a deduzir à tarifa de uso global do SEN; e da afetação do remanescente do produto estimado da CESE no ano de 2023, no valor de 63 494 681 euros, à cobertura de encargos decorrentes da realização do objetivo da redução da dívida tarifária do SEN; 566 000 000 euros, provenientes do orçamento do Fundo Ambiental, a deduzir à tarifa de Acesso às Redes de 2024. O Despacho conjunto estabelece, ainda, que do montante de 566 000 000 euros, proveniente do orçamento do Fundo Ambiental, 500 000 000 euros são

²⁰ Custos com a Concessionária da Zona Piloto, custos com a atividade tarifária e ajustamentos.

deduzidos à tarifa de UGS em MAT, AT, MT, BTE e BTN> e os restantes 66 000 000 euros são deduzidos à tarifa de UGS em BTN<.

METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO DOS CIEG RECUPERADOS NA PARCELA II DA TARIFA UGS DOS ORD

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, a repercussão dos CIEG recuperados na parcela II da tarifa UGS dos ORD é efetuada em função do nível de tensão ou do tipo de fornecimento, nos termos a regulamentar pela ERSE, seguindo critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas [art.º 208.º, n.º 5]. Ainda assim, o membro do Governo responsável pela área da energia pode definir, até ao dia 15 de setembro de cada ano, critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG, os quais devem estabelecer a repartição dos referidos custos entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e, seguidamente, a sua afetação aos consumidores dentro de cada nível de tensão e do tipo de fornecimento [art.º 208.º, n.º 6].

Até à revisão do RT, aprovada na sequência da Consulta Pública da ERSE n.º 113 ²¹, a repercussão dos CIEG seguiu o disposto na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação vigente ²², que estabelecia os critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG na tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

A partir do ano 2024, a alocação dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS dos ORD decorrerá da metodologia de cálculo estabelecida no artigo 160.º do RT ²³. Os preços da parcela II da tarifa UGS dos ORD devem ser calculados através da seguinte fórmula:

$$T_{UGS2,i,j,t}^D = e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_t$$

em que:

$T_{UGS2,i,j,t}^D$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, em base anual, no referencial de entrega, aplicável ao grupo de utilizadores i na variável de faturação j no ano t
$e_{i,j,t}$	Coeficientes de estrutura tarifária, em base anual, no referencial de entrega a clientes, aplicável ao grupo de utilizadores i na variável de faturação j no ano t
$a_{i,t}$	Coeficientes de alocação, aplicáveis ao grupo de utilizadores i no ano t

²¹ [Consulta Pública da ERSE n.º 113](#), referente à Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado.

²² Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas Portarias n.º 212-A/2014, de 14 de outubro, n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, e n.º 359/2015, de 14 de outubro ([versão consolidada](#)).

²³ Artigo 160.º do Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho.

- f_t Fator multiplicativo que assegura a recuperação dos proveitos, previstos para o ano t , a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

Os números 2 e 3 do artigo 160.º estabelecem os valores que os coeficientes de estrutura tarifária e de alocação devem assumir, respetivamente, na ausência de situações que possam comprometer a estabilidade tarifária ou distorcer a estrutura tarifária. Nos termos do n.º 2, os coeficientes de estrutura tarifária $e_{i,j,t}$ resultam da soma da tarifa de Uso da Rede de Transporte, das tarifas de Uso das Redes de Distribuição e da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Nos termos do n.º 3, os coeficientes de alocação $a_{i,t}$ assumem valores unitários. Estes coeficientes, aplicáveis ao ano 2024, e designados em diante por coeficientes padrão em 2024, encontram-se apresentados no Quadro 3-3.

Quadro 3-3 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação para o ano 2024, nos termos dos n.ºs 2 e 3 do artigo 160.º (coeficientes padrão em 2024)

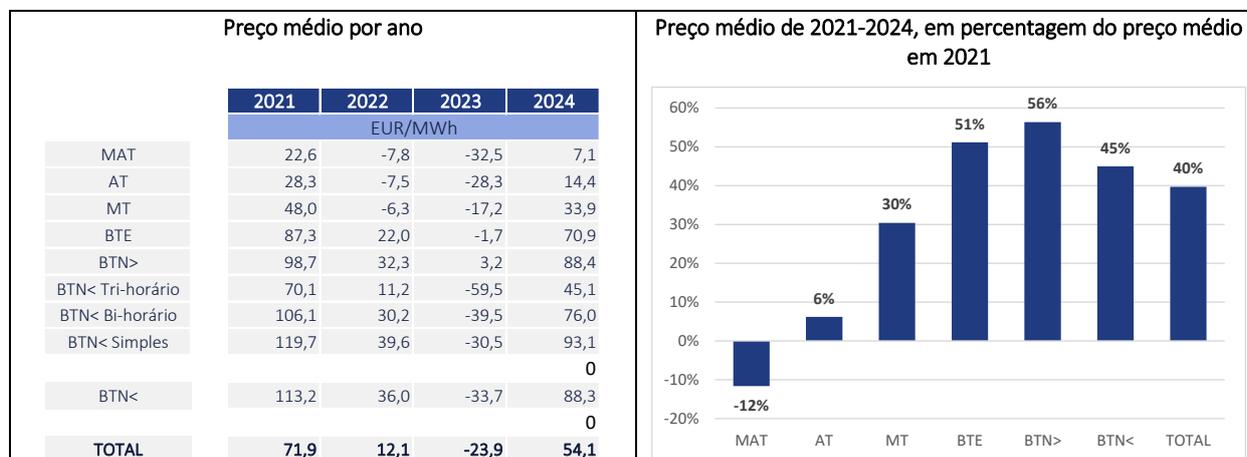
Coeficientes de estrutura tarifária							Coeficientes de alocação	
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência EUR/(kW.ano)		Energia ativa EUR/kWh				Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de alocação
	Horas de ponta	Contratada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio		
MAT	22,9580	1,8007	0,0015	0,0014	0,0014	0,0013	MAT	1,000
AT	50,2935	0,7522	0,0026	0,0024	0,0022	0,0020	AT	1,000
MT	82,6593	5,9681	0,0052	0,0047	0,0038	0,0033	MT	1,000
BTE	178,3118	8,3081	0,0107	0,0096	0,0077	0,0062	BTE	1,000
BTN>		10,7136	0,1263	0,0259	0,0072		BTN>	1,000
BTN< Tri-horário		10,7136	0,1190	0,0187	0,0072		BTN< Tri-horário	1,000
BTN< Bi-horário		10,7136	0,0395		0,0072		BTN< Bi-horário	1,000
BTN< Simples		10,7136	0,0287				BTN< Simples	1,000

Em complemento, o número 4 do artigo 160.º estabelece que, por motivos de estabilidade tarifária e não distorção da estrutura tarifária, a ERSE pode determinar, de forma justificada, valores diferentes para os coeficientes de estrutura tarifária $e_{i,j,t}$ e os coeficientes de alocação $a_{i,t}$.

Caso fossem aplicados, nas Tarifas de 2024, os coeficientes de estrutura tarifária e de alocação previstos nos números 2 e 3 do artigo 160.º, apresentados no Quadro 3-3, e na ausência do Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática supramencionado, o preço médio,

em EUR/MWh, das tarifas de Acesso às Redes em 2024 ²⁴, em comparação com os preços médios dos três anos anteriores ²⁵, teria sido dado pelos valores indicados no painel do lado esquerdo do quadro seguinte.

Quadro 3-4 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes (coeficientes padrão em 2024)



Nota: O preço médio apresentado para o ano 2024 assume os coeficientes padrão do Quadro 3-3 e não considera o efeito do Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, no valor de 566 milhões de euros.

Para além do preço médio por ano, o Quadro 3-4 também indica no painel da direita o preço médio do período de 2021 a 2024, em percentagem do preço médio em 2021 ²⁶. Nesse painel observa-se que o valor médio do período 2021 a 2024 regista diferenças acentuadas por nível de tensão e tipo de fornecimento. Face ao peso médio no total, de 40%, os fornecimentos em MAT, AT e MT registam pesos inferiores à média, com o valor de MAT a apresentar um valor negativo ²⁷ de -12%. Em contrapartida, os valores em BT registam pesos superiores à média, com o valor de BTN> a apresentar um valor positivo de 56%.

Por sua vez, a Figura 3-1 compara a variação, em valor absoluto, do preço médio da tarifa de Acesso às Redes entre 2021 e 2024, permitindo assim uma comparação lado-a-lado das diminuições em 2022 e 2023

²⁴ Os valores, para o ano 2024, referentes à tarifa de Acesso às Redes e à parcela II da tarifa UGS dos ORD, na ausência do efeito do Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, no valor de 566 milhões de euros, assumem um valor inalterado ao nível do diferencial de custo decorrente da convergência tarifária entre o território nacional continental e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Do ponto de vista do cálculo tarifário, sempre que a alocação tarifária entre dois cenários é distinta ao nível dos fornecimentos em MT e BT, isso afeta o valor global deste diferencial de custo. Para facilitar a comparação dos valores que se seguem, adotou-se como hipótese simplificadora que esse valor se mantém constante, e igual ao valor de Tarifas para o ano de 2024.

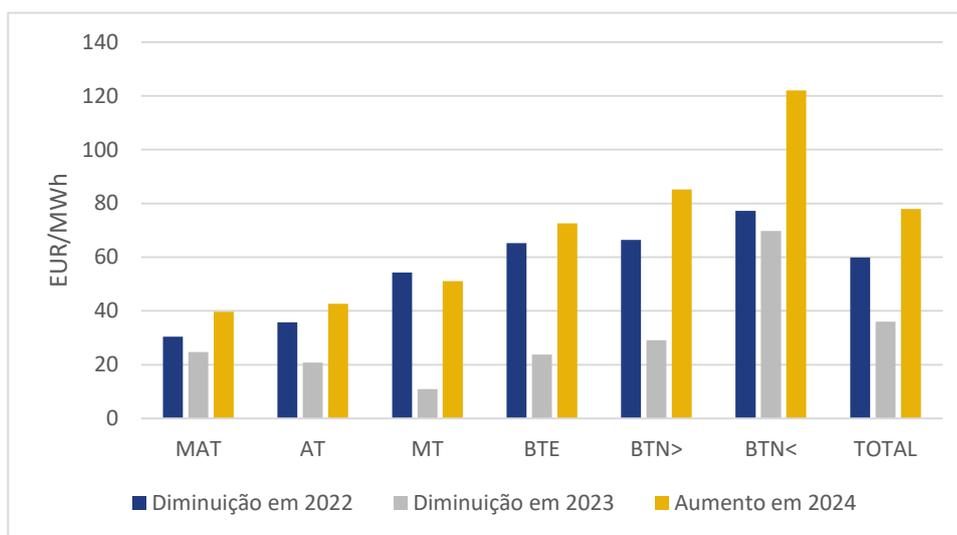
²⁵ Os preços médios das tarifas de Acesso às Redes em 2022 e 2023 têm em conta os valores diferentes por semestre, tendo em conta as fixações excecionais de tarifas ocorridas nesses dois anos.

²⁶ A escolha do ano 2021 como referência prende-se com o facto de ter sido o último ano antes de a tarifa de Acesso às Redes ter observado uma elevada volatilidade.

²⁷ O valor negativo ocorre porque o preço médio da TAR no período 2021-2024 foi negativo em MAT.

e do aumento em 2024. Constatase que, caso fossem adotados no cálculo da parcela II da tarifa UGS dos ORD os coeficientes padrão em 2024, os fornecimentos em BTN< seriam os mais penalizados, com um aumento em 2024 de 122 EUR/MWh, a ultrapassar de forma relevante as diminuições verificadas em 2022 e 2023.

Figura 3-1 - Variação, em valor absoluto, do preço médio da tarifa de Acesso às Redes (coeficientes padrão em 2024)

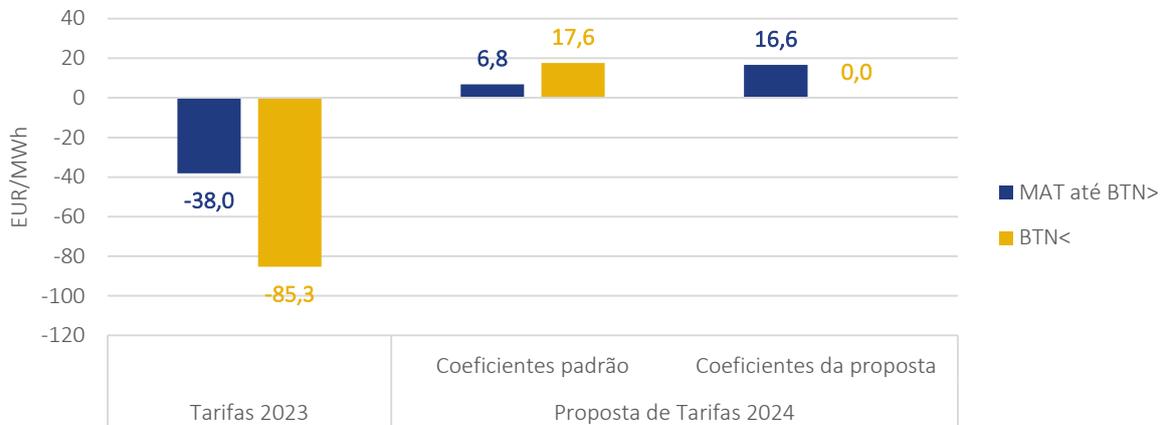


Nota: O preço médio implícito para o ano 2024 assume os coeficientes padrão do Quadro 3-3 e não considera o efeito do Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, no valor de 566 milhões de euros.

Assim, para assegurar a estabilidade tarifária em BTN<, e face aos resultados apresentados no Quadro 3-4 e na Figura 3-1, a ERSE determinou para o cálculo da parcela II da tarifa UGS dos ORD coeficientes de estrutura tarifária e de alocação diferentes dos coeficientes padrão, ao abrigo do número 4 do artigo 160.º do RT.

Na Proposta de Tarifas para 2024, de 16 de outubro, e excluindo o efeito da medida de contenção tarifária extraordinária (MCT extraordinária), a adoção direta dos coeficientes padrão teria resultado, face a Tarifas de 2023, num aumento de +102,9 EUR/MWh em BTN< na parcela II da tarifa UGS, o que compararia com um aumento médio de +44,9 EUR/MWh nos restantes níveis (MAT até BTN>). Para mitigar o impacto tarifário em BTN<, estabeleceu-se como critério a adoção de um valor nulo para BTN< em 2024, resultando a necessária realocação num valor médio de 16,6 EUR/MWh nos restantes níveis. Este critério continua a resultar, face a Tarifas 2023, num maior aumento para os fornecimentos em BTN<, quando comparado com os restantes níveis, mas mitiga as diferenças observadas. Estes valores encontram-se ilustrados na Figura 3-2.

Figura 3-2 - Alocação da parcela II da tarifa UGS, sem a MCT extraordinária em 2024, cf. Proposta de Tarifas 2024



Nota: Os valores para Tarifas 2023 têm em conta a fixação excepcional desse ano, que alterou a tarifa a partir de 1 de julho. Os valores para a Proposta de Tarifas 2024 não consideram o efeito do Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, no valor de 566 milhões de euros.

Adicionando o efeito da MCT extraordinária, no valor de 566 milhões de euros, com a repartição prevista no respetivo Despacho, a alocação final da parcela II da tarifa UGS na Proposta de Tarifas 2024 resultou num valor de -4 EUR/MWh em BTN< e num valor nulo nos restantes níveis.

Assim, na Proposta de Tarifas para o ano 2024, os coeficientes de alocação dos CIEG repercutidos na parcela II da tarifa UGS, procuraram mitigar as variações tarifárias em BTN< face ao ano 2023. Tendo em conta que no ano 2023 ainda se encontrava em vigor a anterior metodologia para a repercussão dos CIEG, em particular num contexto de tarifas de Acesso às Redes negativas para todos os fornecimentos no 1.º semestre de 2023, a adoção direta dos coeficientes padrão teria resultado em variações tarifárias muito penalizadoras em BTN<.

Na presente Decisão de Tarifas para 2024, de 15 de dezembro, que tem em conta o Parecer do Conselho Tarifário e os comentários das empresas com atividades reguladas, bem como a utilização de informação mais recente nas previsões de proveitos e tarifas, verifica-se um aumento relevante no valor global dos CIEG a repercutir na parcela II da tarifa UGS dos ORD, face ao valor refletido na Proposta de Tarifas 2024, que equivale globalmente a um aumento de 11,42 EUR/MWh.

Preservando o resultado de alocação da Proposta de Tarifas, a qual deriva diretamente da existência de uma MCT extraordinária, a alocação deste valor adicional de CIEG (UGS2 adicional) através dos coeficientes padrão, indicados no Quadro 3-3, teria resultado numa variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais

em BTN incompatível com os objetivos de estabilidade tarifária assumidos na análise de sustentabilidade pela ERSE, e num valor acima do sugerido pelo Conselho Tarifário no seu Parecer²⁸. Em resultado, o valor de UGS2 adicional foi alocado, pelos diferentes níveis, de acordo com uma combinação linear entre uma alocação pela energia ativa e uma alocação pelo Sinal das Redes, com esta última a corresponder à aplicação direta dos coeficientes padrão na parcela II da tarifa UGS dos ORD. O resultado deste critério, com a decomposição entre a Proposta e a Decisão de Tarifas, encontra-se no Quadro 3-5.

Quadro 3-5 - Decomposição da parcela II da tarifa UGS dos ORD, entre a Proposta e a Decisão de Tarifas 2024

Unidade: EUR/MWh

	UGS2 sem MCT extra	MCT extra	Proposta de Tarifas 2024	UGS2 adicional	Tarifas 2024
	[A]	[B]	[A]+[B]	[C]	[A]+[B]+[C]
MAT	16,62	-16,62	0,00	2,60	2,60
AT	16,62	-16,62	0,00	4,00	4,00
MT	16,62	-16,62	0,00	7,56	7,56
BTE	16,62	-16,62	0,00	14,26	14,26
BTN>	16,62	-16,62	0,00	17,97	17,97
BTN<	0,00	-3,95	-3,95	17,95	13,99
TOTAL	10,69	-12,10	-1,41	11,42	10,01

Nota: Valores em EUR/MWh, considerando a energia ativa em Portugal continental. A parcela [A] equivale à parcela II da tarifa UGS na Proposta de Tarifas 2024, sem a medida de contenção tarifária extraordinária. A parcela [B] corresponde à medida de contenção tarifária extraordinária. A parcela [C] equivale ao aumento da parcela II da tarifa UGS na Decisão de Tarifas 2024, comparativamente com a Proposta de Tarifas 2024.

A alocação do valor da UGS2 adicional em função da energia ativa resultaria num valor uniforme de 11,42 EUR/MWh nos vários níveis de fornecimento. A alocação do valor da UGS2 adicional de acordo com o Sinal das Redes, resultaria em valores crescentes, em EUR/MWh, de MAT até BTN. A distribuição do valor de UGS2 adicional com cada um destes critérios de alocação encontra-se no Quadro 3-6. Como referido, a alocação da UGS2 adicional, apresentada no Quadro 3-5, utilizou uma combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 12% e 88%, respetivamente, permitindo assim respeitar o objetivo de estabilidade tarifária, assim como a recomendação expressa pelo CT no seu Parecer.

²⁸ No ponto III.B.7, o CT recomenda, face à variação tarifária de 1,1% na tarifa transitória em BTN, apresentada na Proposta de Tarifas 2024, o seguinte: «Que o princípio estabelecido pela ERSE relativo à estabilidade tarifária no seu exercício de sustentabilidade, entendida e balizada por uma variação máxima dos preços médios das tarifas aditivas de venda a clientes finais de 3% na BTN, se aplique ao próprio ano de 2024, pelo que se recomenda o aprofundamento do cenário de limitação da TTVCF a 3%.»

Quadro 3-6 - Chaves de alocação baseados na energia e no Sinal das Redes, em EUR/MWh

	Energia	Sinal das Redes
	EUR/MWh	EUR/MWh
MAT	11,42	1,40
AT	11,42	2,99
MT	11,42	7,03
BTE	11,42	14,65
BTN>	11,42	18,86
BTN<	11,42	18,84
TOTAL	11,42	11,42

Nota: Valores em EUR/MWh, considerando a energia ativa em Portugal continental. A alocação pela Energia, distribui o valor de UGS2 adicional do Quadro 3-5 com um valor uniforme em EUR/MWh. A alocação pelo Sinal das Redes, distribui o valor de UGS2 adicional do Quadro 3-5 de acordo com os coeficientes padrão indicados no Quadro 3-3.

Tendo em conta as considerações acima, apresentam-se de seguida os coeficientes de estrutura tarifária e de alocação, o impacto da medida de contenção tarifária extraordinária e a repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD.

Os valores dos coeficientes de estrutura tarifária e de alocação adotados na Decisão de Tarifas do ano 2024 encontram-se no Quadro 3-7. Estes valores distinguem-se dos coeficientes padrão no Quadro 3-3 por aplicarem valores nulos nos coeficientes de estrutura tarifária na potência em horas de ponta²⁹, e por aplicarem coeficientes de alocação diferentes da unidade nos fornecimentos de MAT até BTN>³⁰.

Quadro 3-7 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação na Decisão de Tarifas do ano 2024

Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de estrutura tarifária						Coeficientes de alocação	
	Potência EUR/(kW.ano)		Energia ativa EUR/kWh				Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de alocação
	Horas de ponta	Contratada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio		
MAT	0,0000	1,8007	0,0015	0,0014	0,0014	0,0013	MAT	3,239
AT	0,0000	0,7522	0,0026	0,0024	0,0022	0,0020	AT	3,933
MT	0,0000	5,9681	0,0052	0,0047	0,0038	0,0033	MT	2,650
BTE	0,0000	8,3081	0,0107	0,0096	0,0077	0,0062	BTE	2,399
BTN>		10,7136	0,1263	0,0259		0,0072	BTN>	0,847
BTN< Tri-horário		10,7136	0,1190	0,0187		0,0072	BTN< Tri-horário	0,661
BTN< Bi-horário		10,7136		0,0395		0,0072	BTN< Bi-horário	0,661
BTN< Simples		10,7136				0,0287	BTN< Simples	0,661

²⁹ Esta opção evita aumentos expressivos no preço de potência em horas de ponta, num contexto de aumento significativo das tarifas de Acesso às Redes.

³⁰ Os coeficientes de alocação apresentados são os que permitem implementar uma alocação da parcela II da tarifa UGS com base numa combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 12% e 88%, respetivamente.

O Quadro 3-8 apresenta o impacto da medida de contenção tarifária extraordinária na alocação da parcela II da tarifa UGS dos ORD.

Quadro 3-8 - Impacte da medida de contenção tarifária extraordinária na parcela II da tarifa UGS dos ORD na Decisão de Tarifas do ano 2024

Sem medida de contenção tarifária extraordinária				Com medida de contenção tarifária extraordinária			
	Milhões EUR	%	EUR/MWh		Milhões EUR	%	EUR/MWh
MAT	44,5	4%	19,2	MAT	6,0	1%	2,6
AT	143,0	14%	20,6	AT	27,8	6%	4,0
MT	373,2	36%	24,2	MT	116,7	25%	7,6
BTE	106,6	10%	30,9	BTE	49,2	11%	14,3
BTN>	67,4	7%	34,6	BTN>	35,0	7%	18,0
BTN< Tri-horário	9,0	1%	9,2	BTN< Tri-horário	7,0	1%	7,2
BTN< Bi-horário	30,4	3%	15,4	BTN< Bi-horário	23,7	5%	12,0
BTN< Simples	260,1	25%	18,9	BTN< Simples	202,8	43%	14,8
BTN<	299,5	29%	17,9	BTN<	233,5	50%	14,0
TOTAL	1 034,2	100%	22,1	TOTAL	468,2	100%	10,0

Por fim, o Quadro 3-9 apresenta a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS dos ORD, em milhões de euros.

Quadro 3-9 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	34,2	110,7	285,3	80,9	236,7	49,9	186,8	747,8
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	7,7	24,9	64,3	18,2	53,4	11,2	42,1	168,5
Diferencial de custo dos CAE	13,3	43,1	111,0	31,5	92,1	19,4	72,7	290,9
CMEC	1,2	2,7	11,4	3,9	66,8	4,1	62,6	85,9
Mecanismos de capacidade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diferencial de custo das RA	14,4	46,7	120,2	34,1	99,8	21,0	78,7	315,2
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	6,4	20,6	53,2	15,1	44,1	9,3	34,8	139,4
Ajust. de aquisição de energia	-9,3	-30,2	-77,8	-22,1	-64,6	-13,6	-50,9	-203,9
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,3
Terrenos	0,5	1,7	4,3	1,2	3,6	0,8	2,8	11,3
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto, Aditividade e ajustamentos)	0,4	1,3	3,5	1,0	2,9	0,6	2,3	9,1
Medidas de contenção tarifária	-24,2	-78,4	-202,0	-57,3	-167,6	-35,3	-132,3	-529,6
SUB TOTAL	44,5	143,0	373,2	106,6	367,0	67,4	299,5	1 034,2
Medida de contenção tarifária extraordinária	-38,5	-115,3	-256,5	-57,3	-98,4	-32,4	-66,0	-566,0
TOTAL	6,0	27,8	116,7	49,2	268,6	35,0	233,5	468,2

3.1.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as **tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT** pelas entregas da RNT, devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica ³¹.

Adicionalmente, existem as **tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes** dos mercados livre e regulado que apresentam a mesma estrutura tarifária e recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT, adicionados do ajustamento a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.

Deste modo, as tarifas de Uso da Rede de Transporte são as seguintes:

- Tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e AT a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT.
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para as entregas em MAT.
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as entregas em AT, MT e BT.

A legislação consagra também o princípio da uniformidade tarifária a nível nacional, pelo que a tarifa de Uso da Rede de Transporte é igual para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu ponto de consumo.

³¹ As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND foram eliminadas, a partir de 1 janeiro de 2022, de acordo com o RT.

TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT E TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR ÀS ENTREGAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são compostas pelos seguintes preços:

- Preço de potência contratada, definido em euros por kW, por dia.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW, por dia.
- Preços de energia ativa, definidos em euros por kWh.
- Preços de energia reativa (indutiva e capacitiva), definidos em euros por kvarh.

A forma como os custos são refletidos nas tarifas depende das variáveis de faturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para a aplicação coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de faturação e das suas regras de medição devem permitir refletir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente, tendo em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de faturação adequada à dimensão dos clientes, evitando custos de leitura e faturação superiores às economias que podem induzir. Na secção 2.5 é apresentado o racional para a escolha de cada uma destas variáveis de faturação, assim como a definição de cada uma delas.

Conforme referido no capítulo 2, a estrutura das tarifas de redes deve refletir a estrutura dos custos incrementais médios de longo prazo. Com o início de um novo período de regulação em 2022, foram realizados estudos aos custos incrementais da rede de transporte, conforme apresentado na secção 3.1.3.1 do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022](#)», visando a alteração da estrutura das tarifas de uso da rede de transporte em vigor até ao anterior período regulatório.

Com o objetivo de assegurar estabilidade na estrutura das tarifas de redes durante o atual período de regulação opta-se pela manutenção dos custos incrementais adotados em 2022, apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-10 - Custos incrementais da rede de transporte em 2024

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,160	2,043
AT	0,435	3,270

Quando os preços iguais aos custos incrementais não permitem obter os proveitos permitidos, são aplicados aos custos incrementais fatores multiplicativos de forma a proporcionar os proveitos permitidos, mantendo assim a estrutura dos custos incrementais. Assim, aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta de MAT e de AT aplica-se um fator multiplicativo de 0,94, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia ativa e reativa, às respectivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Transporte.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas na rede de transporte, por período horário publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia, discriminados por período horo-sazonal, implícitos na tarifa de Energia.

Os preços de energia reativa, de aplicação local aos clientes ligados diretamente no nível de tensão da rede, estão relacionados com os custos de capacidade da rede periférica associados à circulação da componente reativa de corrente e bem como com o acréscimo de perdas resultante face à situação de cargas devidamente compensadas.

3.1.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicáveis às entregas dos operadores da rede de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Existem três tarifas de Uso da Rede de Distribuição, a saber:

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e em MT permitem recuperar os proveitos permitidos da atividade regulada de distribuição de energia elétrica em AT e MT, recuperando os custos que lhe estão associados de estabelecimento, exploração, desenvolvimento e manutenção das redes de distribuição por forma a veicular a energia elétrica dos seus pontos de receção até aos clientes finais.

De igual modo, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da atividade regulada de distribuição de energia elétrica em BT e as rendas de concessão dos municípios.

A legislação consagra também o princípio da uniformidade tarifária a nível nacional, pelo que a tarifa de Uso da Rede de Distribuição é igual para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu comercializador.

Conforme decorre do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição é composta pelos seguintes preços:

- Preços de potência contratada, definidos em euros por kW, por dia.
- Preços de potência em horas de ponta, definidos em euros por kW, por dia.
- Preços de energia ativa, definidos em euros por kWh.
- Preços de energia reativa (indutiva e capacitiva), definidos em euros por kvarh.

A forma como os custos são refletidos nas tarifas depende das variáveis de faturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para a aplicação coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de faturação e das suas regras de medição devem permitir refletir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente, tendo em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de faturação adequada à dimensão dos clientes, evitando custos de leitura e faturação superiores às economias que podem induzir. Na secção 2.5 é apresentado o racional para a escolha de cada uma destas variáveis de faturação, assim como a definição de cada uma destas.

Conforme referido no capítulo 2, a estrutura das tarifas de redes deve refletir a estrutura dos custos incrementais médios de longo prazo. Com o início de um novo período de regulação em 2022, foi revista a estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição, procurando melhorar a aderência das tarifas aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta e incentivando, desta forma, uma utilização mais eficiente das redes de distribuição. O estudo efetuado, visando a alteração da estrutura das

tarifas de uso da rede de distribuição em vigor no anterior período regulatório, encontra-se na seção 3.1.4 do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022](#)».

CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Com o objetivo de assegurar estabilidade na estrutura das tarifas de redes durante o atual período de regulação opta-se pela manutenção dos custos incrementais adotados em 2022, apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-11 - Custos incrementais da rede de distribuição em 2024

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,103	0,794
MT	0,817	3,949
BT	0,556	5,234

Se os custos incrementais determinados para cada variável de faturação permitirem recuperar os proveitos permitidos, então os preços devem ser iguais aos respectivos custos incrementais. Se esta igualdade não se verificar, os custos incrementais devem ser corrigidos por fatores multiplicativos, ou seja, escalados de forma a proporcionar os proveitos permitidos.

Aos custos incrementais de AT e de MT aplica-se um fator multiplicativo comum, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia ativa e reativa, às respetivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Distribuição em AT/MT.

Aos custos incrementais de BT aplica-se um fator multiplicativo comum aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia ativa e reativa, às respetivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Distribuição em BT.

No Quadro 3-12 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

Quadro 3-12 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Fatores multiplicativos da rede de distribuição	
Redes de distribuição em AT e MT	0,61
Rede de distribuição em BT	1,25

Nas redes de distribuição de AT e de MT os preços de potência das tarifas são inferiores aos custos incrementais correspondentes, sendo aplicados fatores multiplicativos inferiores a 1. Os fatores multiplicativos podem ser inferiores a 1, pelo facto de no cálculo dos custos incrementais serem contabilizadas algumas participações, designadamente as participações em espécie e parte das participações financeiras dos clientes, por se referirem em parte a ativos de uso exclusivo.

Na rede de distribuição de BT o fator multiplicativo é superior a 1, conforme seria expectável, em parte também devido ao facto de se incluírem nos proveitos permitidos da rede de distribuição de BT as rendas de concessão pagas aos municípios.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas, por período horário, publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia discriminados por período horo-sazonal, implícitos na tarifa de Energia.

Os preços de energia reativa, de aplicação local aos clientes ligados diretamente no nível de tensão da rede, estão relacionados com os custos de capacidade da rede periférica associados à circulação da componente reativa de corrente e bem como com o acréscimo de perdas resultante face à situação de cargas devidamente compensadas.

3.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AO AUTOCONSUMO

O atual regime jurídico do autoconsumo, que compreende a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável, foi instituído em 2019. Foi

estabelecido, igualmente, o regime jurídico das comunidades de energia renovável (CER), procedendo-se à transposição parcial da Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis [Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro].

O diploma produziu efeitos a partir de 1 de janeiro de 2020, embora para um conjunto restrito de situações, nomeadamente limitando-os aos projetos em que a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) se encontrasse no mesmo nível de tensão da instalação de utilização (IU) e em que houvesse um sistema de contagem inteligente instalado. A partir de 1 de janeiro de 2021 todos os projetos previstos legalmente foram incluídos, nomeadamente aqueles em que a UPAC e a IU se encontram ligados em níveis de tensão distintos [art.º 32.º].

No início de 2022, o regime do autoconsumo foi integrado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, tendo o Decreto-Lei n.º 162/2019 sido revogado.

O **Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC)** da ERSE, aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, bem como a regulamentação aprovada pela DGEG [Regulamento Técnico e de Qualidade e Regulamento de Inspeção e Certificação], estabeleceram as regras necessárias à implementação do regime do autoconsumo, desde logo aos projetos previstos para 2020, conforme o Decreto-Lei n.º 162/2019 [art. 32.º n.º 2]. Atualmente encontra-se em vigor o Regulamento n.º 815/2023 de 27 de julho ³², cujas regras possibilitam a totalidade das modalidades de autoconsumo previstas, estabelecendo um quadro regulamentar coerente com o regime legal. Em 2021, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do RT ³³.

O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais UPAC [Unidade de Produção para Autoconsumo] e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [DL 15/2022, art. 3.º, alínea e)]. O autoconsumidor é um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria, desde que, para os

³² O Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, foi revogado.

³³ No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional [art. 3.º, alínea f)].

O autoconsumo pode ser realizado em modo **individual**, quando o autoconsumo é para consumo numa instalação elétrica de utilização (IU), ou **coletivo**, quando o autoconsumo é para consumo em duas ou mais IU, e tem subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo art. 3.º, alínea f)]. No entanto, é possível associar em autoconsumo as instalações que estejam interligadas através da rede elétrica de serviço público (RESP), respeitando as regras de proximidades estabelecidas [art.º 83.º].

Nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, aplicam-se tarifas de Acesso às Redes, determinadas pela ERSE [art.º 88, n.º 2, alínea d)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 212.º]:

- Correspondem às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo do nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas, parcial ou totalmente, das tarifas de Uso das Redes de níveis de tensão a montante da ligação da UPAC, dependendo se há ou não inversão do fluxo de energia na RESP para montante do nível de tensão de ligação da UPAC.
- Pode haver lugar à dedução de parte ou da totalidade dos encargos correspondentes aos CIEG, por despacho do Governo. Na ausência dessa decisão, a ERSE define essa eventual dedução, tendo em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do SEN.

INVERSÃO DE FLUXO NAS REDES A MONTANTE DA UPAC

A dedução das tarifas de Uso das Redes dos níveis de tensão a montante da UPAC é total ou parcial dependendo da situação concreta da UPAC no que se refere à avaliação sobre se há ou não inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação da UPAC.

Conforme estabelecido no RT, a ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP passa a ser considerada para efeitos de cálculo, através de um fator, que varia entre 0 e 1³⁴, aplicado à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante [RT, art.º 60.º, n.º 2]. Este fator é

³⁴ Um fator de 1 significa que as tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante são deduzidas na totalidade.

determinado anualmente pela ERSE [RT, art.º 60.º, n.º 4]. Tendo em conta o momento atual de desenvolvimento dos projetos de autoconsumo, a ERSE mantém o entendimento de não haver necessidade de dar sinais locacionais nas tarifas. Por esse motivo, o fator assume âmbito nacional, sendo aplicável a todas as instalações de utilização.

A determinação do fator considera os estudos de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão nas redes, estabelecido no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica [RAC, art.º 38.º, n.º 4] e tem em conta os critérios de determinação da ocorrência de situações de inversão de fluxo, a aprovar pela ERSE, após proposta da entidade concessionária da RND.

ESTUDO DE CARACTERIZAÇÃO DA OCORRÊNCIA DE SITUAÇÕES DE INVERSÃO DE FLUXO ENTRE NÍVEIS DE TENSÃO NAS REDES

De acordo com o RAC, os operadores de redes devem enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, um estudo de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão nas redes que deve incluir a seguinte informação [RAC, art.º 38.º, n.º 4]:

- Levantamento dos pontos de fronteira entre níveis de tensão onde, no ano anterior, se registaram períodos de 15 minutos em que o fluxo de energia ocorreu do nível de tensão mais baixo para o nível de tensão mais elevado;
- Caracterização dos pontos identificados na alínea anterior, nomeadamente em termos geográficos e técnicos;
- Caracterização e análise das situações de inversão de fluxo, nomeadamente quanto à sua frequência e magnitude, tendo em consideração as características geográficas e técnicas dos pontos de fronteira onde ocorrem.

A E-Redes enviou à ERSE, a 15 de junho de 2023, o documento de «Caracterização de situações de inversão de fluxo e proposta de critérios para a sua identificação», relativo ao ano de 2022. Para esta caracterização, a E-Redes considera como ocorrência de inversão de fluxo a existência de pelo menos um período quarto-horário em que a diferença entre os valores agregados dos canais A- e A+ seja positiva (sinalizando, portanto, injeção no sentido da rede de montante).

O documento estabelece quatro indicadores:

- número de períodos em inversão – quantidade de períodos quarto-horários em inversão de fluxo numa instalação (períodos onde o saldo quarto horário obtido através da subtração do canal A+ ao canal A- é positivo);
- energia em inversão – quantidade de energia em inversão de fluxo por instalação (somatório dos saldos dos períodos onde o saldo quarto horário obtido através da subtração do canal A+ ao canal A- é positivo);
- rácio entre energia em inversão e energia “consumida” - Rácio entre energia em inversão (somatório dos saldos dos períodos onde o saldo quarto horário obtido através da subtração do canal A+ ao canal A- é positivo) e energia em fluxo normal (somatório dos saldos dos períodos onde o saldo quarto horário obtido através da subtração do canal A- ao canal A+ é positivo);
- rácio entre máxima potência em inversão e potência instalada – divisão entre a máxima potência registada em inversão de fluxo (maior valor para um período quarto-horário da subtração do canal A+ ao canal A-) e a potência instalada no transformador de potência.

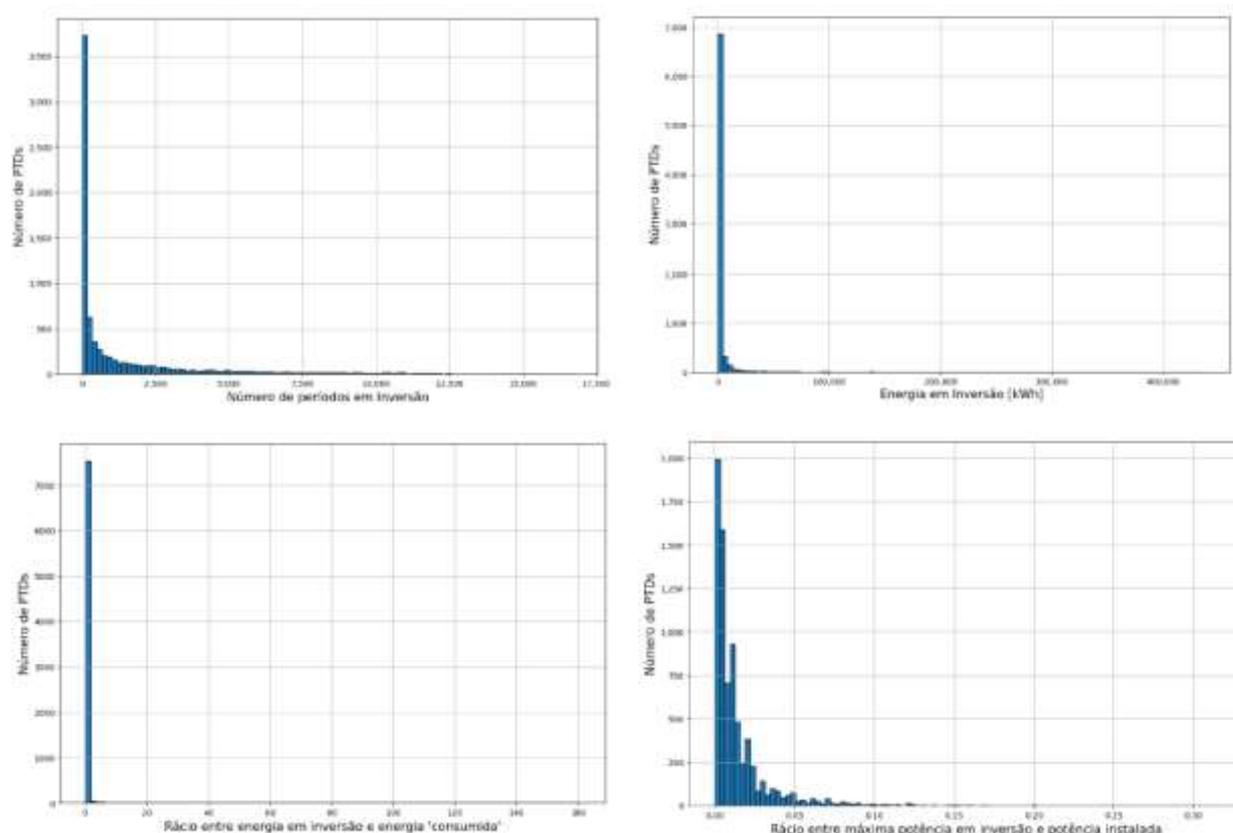
O estudo apresenta uma análise das ocorrências em termos de magnitude e de frequência, para postos de transformação de distribuição (PTD) e para subestações (SE). A análise inclui uma perspetiva não agregada, recorrendo a histogramas das distribuições dos indicadores indicados acima e onde cada instalação é mapeada segundo os mesmos indicadores e as suas coordenadas geográficas, seguida de uma perspetiva agregada, onde se apresentam os indicadores agregados por distrito e concelho.

A E-Redes conclui que, em 2022, a maioria das ocorrências de inversão de fluxo tem uma magnitude e frequência diminuta. Indica que, nesse ano, ocorreu inversão de fluxo em 10,9 % dos PTD e em 21,4% das subestações. Por comparação, os valores relativos a 2021 foram de 7,7% e 23,2%, respetivamente ³⁵.

A Figura 3-3 apresenta os histogramas dos indicadores para os postos de transformação, em 2022.

³⁵ Valores obtidos da informação enviada à ERSE em 2022, no âmbito do exercício tarifário de 2022, conforme documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2023](#)».

Figura 3-3 - Histogramas dos indicadores para os PTD, 2022



Fonte: E-Redes.

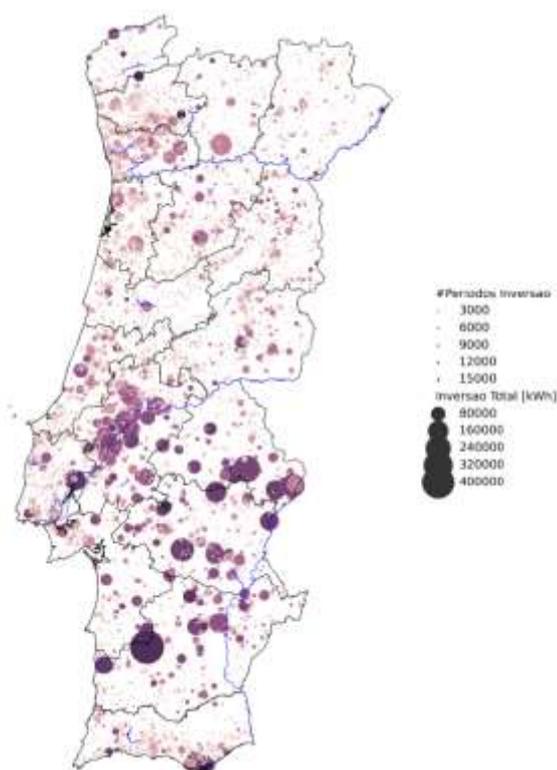
A caracterização revela que metade dos PTD onde ocorreu inversão apresentou um rácio entre energia em inversão e “consumida” igual ou inferior a 0,1%. O rácio entre a potência máxima em inversão e a potência instalada no transformador de potência não ultrapassou 0,8% para metade dos PTD nos quais ocorreu inversão». Para o percentil 75%, estes rácios foram 2% e 1,6%, respetivamente. O Quadro 3-13 apresenta estes resultados e a Figura 3-4 ilustra a distribuição geográfica dos PTD, de acordo com o número de períodos em inversão e a energia em inversão.

Quadro 3-13 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para os PTD, 2022

Indicador	Média	Q1 - 25%	Q2 - 50% (Mediana)	Q3 - 75%	Máximo
Número de períodos em Inversão	1306	14	187	1431	16723
Energia em inversão [kWh]	2702	5	79	899	437955
Rácio entre energia em inversão e 'consumida'	0,2	0,0001	0,001	0,02	159
Rácio entre máxima potência em inversão e instalada	0,015	0,003	0,008	0,016	0,315

Fonte: E-Redes.

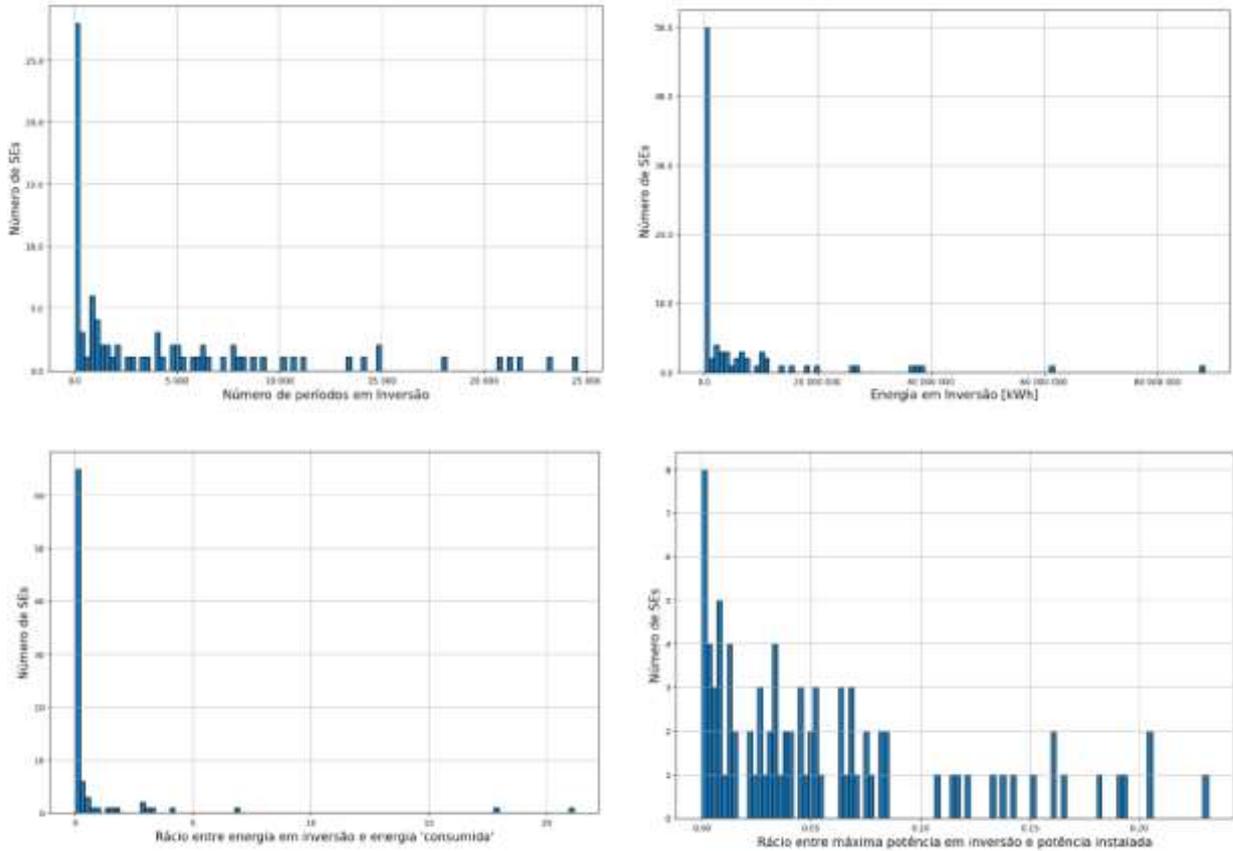
Figura 3-4 - Distribuição geográfica dos PTD com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2022



Fonte: E-Redes.

A Figura 3-3 apresenta os histogramas dos indicadores para as subestações, em 2022.

Figura 3-5 - Histogramas dos indicadores para as SE, 2022



Fonte: E-Redes.

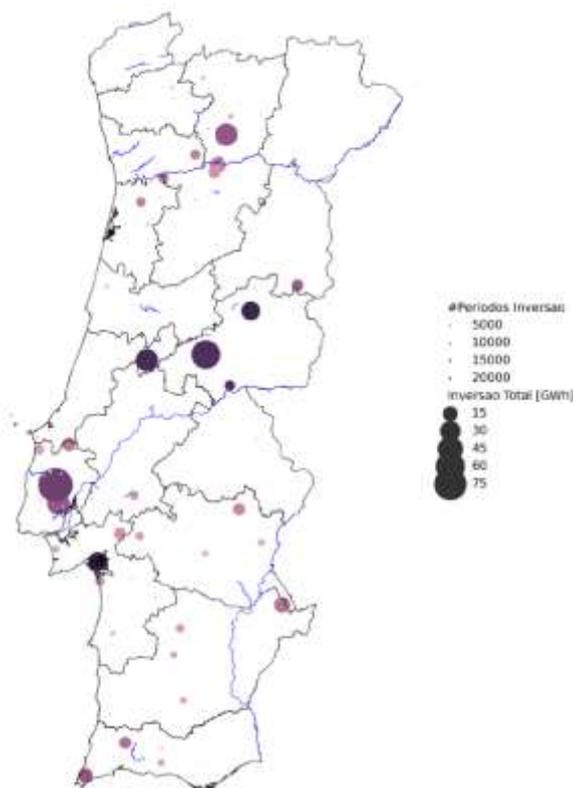
Quanto às subestações, metade daquelas em que se verificou inversão registaram uma relação entre energia em inversão e “consumida” não superior a 1,7%. O rácio entre a potência máxima em inversão e a potência instalada no transformador de potência não ultrapassou 4,0% para metade das SE onde ocorreu inversão. Para o percentil 75%, estes rácios foram 21% e 7,7%, respetivamente. O Quadro 3-13 apresenta estes resultados e a Figura 3-4 ilustra a distribuição geográfica dos PTD, de acordo com o número de períodos em inversão e a energia em inversão.

Quadro 3-14 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para as SE, 2022

Indicador	Média	Q1 - 25%	Q2 - 50% (Mediana)	Q3 - 75%	Máximo
Número de períodos em Inversão	4426	104	1355	6253	24551
Energia em inversão [kWh]	6172522	14390	464290	6376496	88279970
Rácio entre energia em inversão e 'consumida'	0,8	0,0003	0,017	0,21	21
Rácio entre máxima potência em inversão e instalada	0,058	0,013	0,040	0,077	0,231

Fonte: E-Redes.

Figura 3-6 - Distribuição geográfica das SE com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2022



Fonte: E-Redes.

Em conclusão, o estudo de caracterização enviado pela E-Redes permite observar que há pontos de fronteira em que os fluxos de jusante para montante, em períodos de 15 minutos, têm significado, em particular nas subestações. No entanto, a ERSE entende que a informação sugere que a nível nacional as

situações de inversão de fluxo ainda não atingiram um patamar que justifique a reflexão desse efeito em termos tarifários. O acompanhamento dos projetos de autoconsumo que venham a ser desenvolvidos, a par com a evolução da informação recolhida e respetiva análise, serão determinantes para suportar a tomada de decisão da ERSE.

FATOR RELATIVO À OCORRÊNCIA DE SITUAÇÕES DE INVERSÃO DO FLUXO DE ENERGIA NA RESP

Até ao momento, são conhecidos cinco projetos de autoconsumo que envolvem a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre UPAC e IU. Adicionalmente, da análise à informação da E-Redes quanto a situações de inversão de fluxo nas suas redes, relativa a 2022, a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas. Assim, mantém-se para 2024 a opção tomada nos anos anteriores, de não considerar eventuais situações de inversão na determinação dos preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. O fator mencionado anteriormente, a aplicar à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante, assume, portanto, o valor de 1.

Com o futuro desenvolvimento de projetos de autoconsumo através da RESP, a ERSE espera recolher informação suficiente para poder aferir a consideração das situações de inversão no cálculo destas tarifas (ou seja, assumir um fator inferior a 1), incluindo os impactes nos custos das redes. Estes impactes, e seu reflexo nos preços, devem ainda ser ponderados face a uma maior complexificação das tarifas e atratividade para potenciais autoconsumidores, conforme salientou o CT no seu parecer à consulta pública n.º 101.

3.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA

O regime jurídico da mobilidade elétrica, que compreende a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica, foi instituído em 2010 [Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho].

Este diploma estabelece, assim, o setor da mobilidade elétrica, distinto do setor elétrico. Ainda assim, estes setores estão interligados pois é o setor elétrico que garante a disponibilização de energia elétrica aos pontos de entrega da RESP onde se encontram ligados os pontos de carregamento de veículos elétricos.

O Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) em vigor (Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro e n.º 785/2021, de 23 de agosto) estabelece as matérias no âmbito da regulação da ERSE.

As matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos constam do RT, o mesmo sucedendo com as tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM. As tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME), do âmbito estrito do setor da mobilidade elétrica, mantêm-se no RME e são alvo de processo autónomo ³⁶.

SETOR DA MOBILIDADE ELÉTRICA E SETOR ELÉTRICO

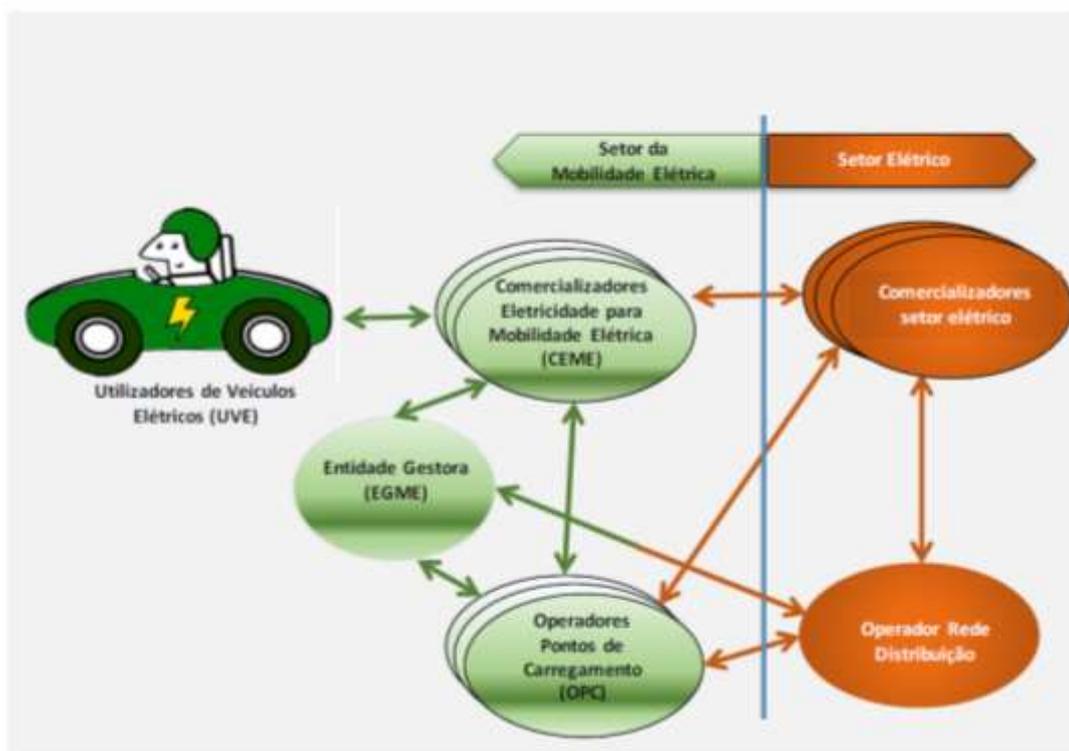
O regime em vigor estabelece uma série de relacionamentos entre as várias **entidades envolvidas**, conforme se esquematiza na figura seguinte, nomeadamente:

- os utilizadores de veículo elétrico (UVE) estabelecem contratos com os Comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) para o serviço de carregamento, realizado em pontos de carregamento de Operadores de ponto de carregamento (OPC);
- a Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) garante os fluxos de dados necessários à faturação desses contratos;
- a EGME e os operadores de redes de distribuição de eletricidade (ORD) trocam informação para imputação dos consumos na rede de mobilidade elétrica a carteiras de comercialização de comercializadores do setor elétrico (CSE).

Além destas entidades, o regime legal prevê a possibilidade de integração na rede de mobilidade elétrica de pontos de carregamento de acesso privativo, para uso exclusivo ou partilhado, a pedido dos próprios detentores do local de instalação do ponto de carregamento (detentores de pontos de carregamento, DPC).

³⁶ Para o efeito, consultar a página da ERSE dedicada às tarifas da EGME em <https://www.erse.pt/mobilidade-eletrica/tarifas-e-precos/>.

Figura 3-7 - Relacionamentos na rede de mobilidade elétrica



Assim, o montante total faturado pelo CEME com o qual o UVE estabeleceu um contrato para o serviço de carregamento, reflete diversos custos, tanto do setor da mobilidade elétrica, como do setor elétrico, conforme se indica:

- A **componente CEME**, que consta do contrato negociado entre o CEME e o UVE, respeita à eletricidade fornecida para carregamento do veículo elétrico, que inclui: o valor da eletricidade e sua comercialização ³⁷, as redes de energia elétrica, bem como a tarifa da EGME aplicável aos CEME ³⁸,
- A **componente OPC** ³⁹, que inclui: a utilização dos pontos de carregamento, assim como a tarifa EGME aplicável aos OPC,
- A **componente de taxas e impostos**, definidos pelo Estado português, designadamente: o imposto especial sobre o consumo de energia elétrica (IEC) e o imposto sobre o valor acrescentado (IVA), se aplicável.

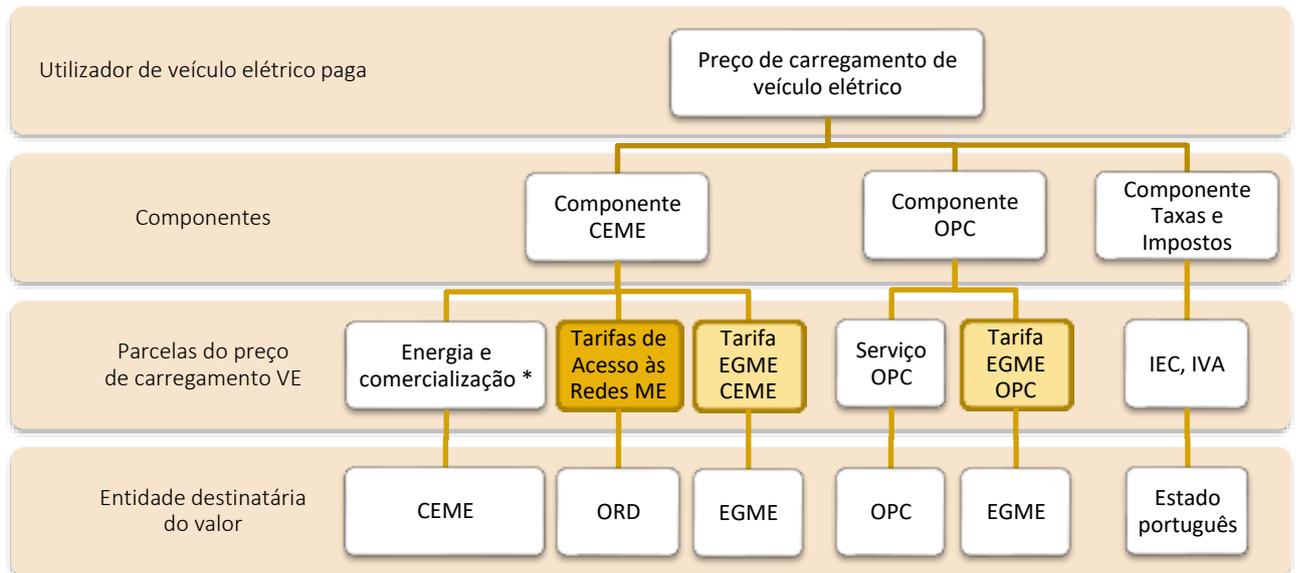
³⁷ No caso das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, o preço de energia e comercialização é regulado.

³⁸ As tarifas da EGME estão definidas no [Regulamento da Mobilidade Elétrica](#).

³⁹ Embora seja cobrada pelo CEME, esta parcela será transferida para os OPC onde o UVE carregou o seu veículo.

A Figura 3-8 resume a **estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos** na Rede de Mobilidade Elétrica. Assim, o preço final pago pelos utilizadores de veículos elétricos incorpora tarifas reguladas, definidas pela ERSE, quer sejam as tarifas da EGME, como as correspondentes às tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica, às quais este documento reporta.

Figura 3-8 - Estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica



Legenda:



(*) No caso das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, o preço de energia e comercialização é regulado.

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

As matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos constam do RT, que estabelece as seguintes tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica [art.º 55.º]:

- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), em pontos de carregamento com ponto de entrega da rede elétrica de serviço público (RESP) à rede da mobilidade elétrica em BT.

-
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT.
 - Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT.
 - Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT.

As duas últimas tarifas aplicam-se a partir de 2024, conforme a reformulação do RT deste ano ⁴⁰.

As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica aplicam-se às entregas aos UVE [RT, art.º 55.º, n.º 1] e são faturadas pelos ORD aos comercializadores do setor elétrico (CSE) que aprovisionem os comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica e aos agentes de mercado com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [RME, art.º 9.º, n.º 2].

Conforme referido, existem quatro tarifas distintas, em função do nível de tensão do ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica (nível de tensão em que se encontra ligada a instalação elétrica do ponto de carregamento) ser em BT, em MT, em AT ou em MAT. Esta separação permite aplicar de forma mais coerente as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica. Por exemplo, na situação em que o ponto de entrega está ligado em MT não é utilizada a rede de distribuição em BT, pelo que, ao abrigo do princípio da aditividade tarifária, não devem os seus utilizadores ser onerados com o pagamento da rede que não utilizam para efeitos do carregamento.

O cálculo subjacente a estas tarifas é o seguinte [RT, art.º 55.º, números 3 a 6]:

- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN.

⁴⁰ [Consulta Pública n.º 113](#), Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado.

- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida das Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT e em MT.
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida das Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT, em MT e em AT.

As tarifas são compostas por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh, pelo que os preços de potência da tarifa de Acesso às Redes em BTN e das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT, em MT e em AT são convertidos para preços de energia por período horário, diferenciados em função da utilização das redes [RT, art.º 56.º, números 1, 3 e 4].

A estrutura de preços destas tarifas apresenta diferenciação horária (bi-horária e tri-horária), o que permite garantir a inexistência de subsídio cruzada com as restantes tarifas de acesso às redes de energia elétrica.

As quantidades de energia ativa para faturação são determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [RT, art.º 56.º, n.º 5].

CONVERSÃO DO PREÇO DA POTÊNCIA CONTRATADA PARA PREÇOS DE ENERGIA

A estrutura das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica é constituída unicamente por preços de energia ativa e, por isso, sem preços de potência contratada. Tal resulta do facto de a carga a satisfazer (veículos automóveis) variar no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada, convertendo-os em preços de energia ativa. Com esta conversão assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos, pois os preços de energia ativa destas tarifas são superiores aos preços de energia ativa das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, com o diferencial a corresponder à recuperação dos custos de potência contratada.

Até 2022, os preços de potência contratada eram convertidos para um preço único, sem discriminação por período horário. A partir das tarifas de 2022, a conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa passou a ser feita com diferenciação dos preços de energia por período horário.

Para determinar essa diferenciação, é utilizada a proporção de consumo na rede de mobilidade elétrica por período horário. A figura seguinte apresenta essa informação relativa a 2022. Comparando com a distribuição de horas por período horário, no mesmo ano (Figura 3-10), conclui-se que há uma maior utilização da rede no período fora de vazio. Ainda assim, a essa utilização diminuiu entre 2021 e 2022.

Figura 3-9 - Distribuição do consumo na rede da mobilidade elétrica por período horário, em 2021 e 2022

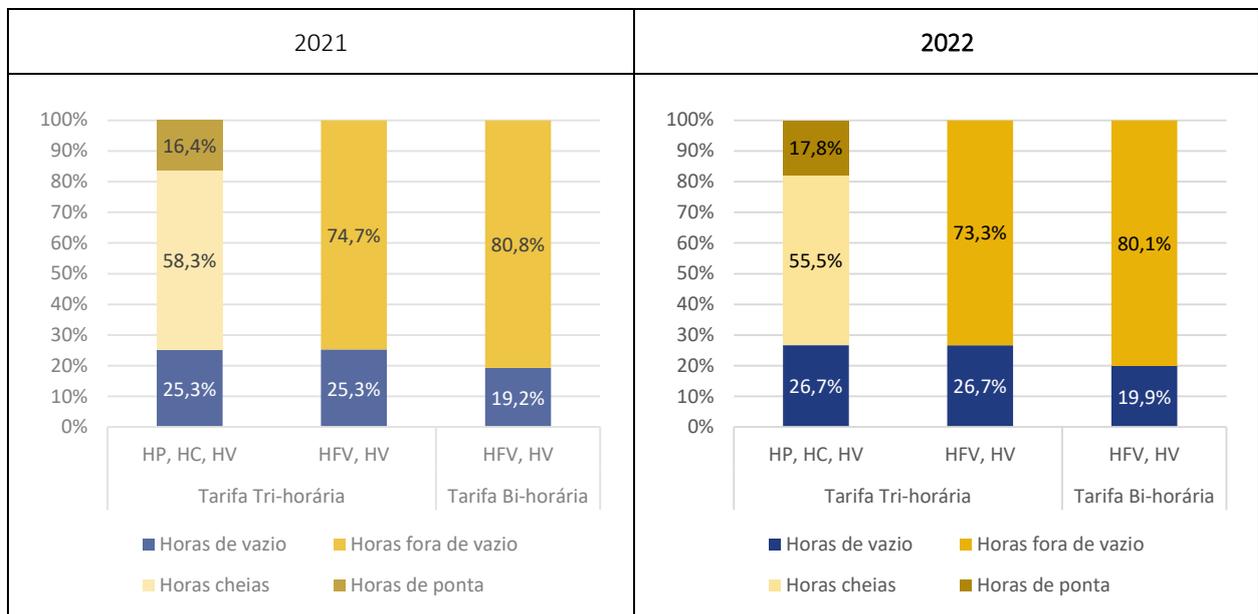
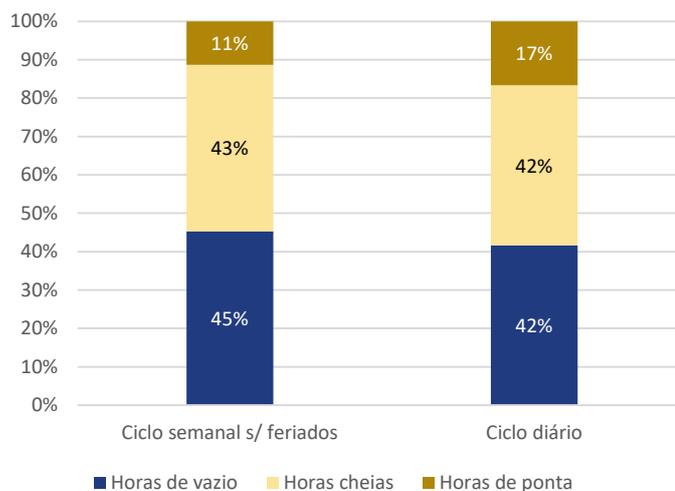
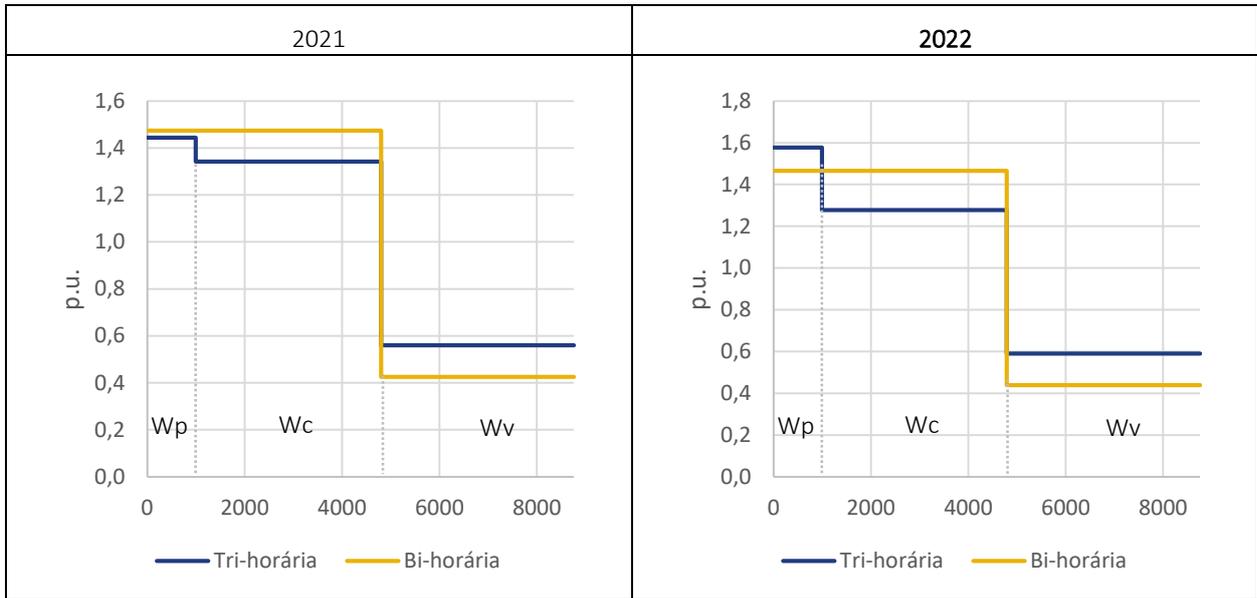


Figura 3-10 - Distribuição do número de horas por período horário nos ciclos de contagem, em 2022



Na Figura 3-11 apresenta-se o diagrama de carga anual dos dados acima, retangularizado, em p.u. (por unidade, valores normalizados pela potência média anual), discriminado pelos três períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio). Em comparação com os diagramas apresentados no documento de caracterização da procura, constata-se uma maior amplitude entre as horas de ponta e as horas de vazio. O diagrama agregado das opções bi-horária e tri-horária é semelhante ao da bi-horária, dado o reduzido consumo na opção tri-horária (0,2% do total).

Figura 3-11 - Diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica, 2021 e 2022



A partir do diagrama de carga é possível estabelecer a relação entre períodos horários. Para isso, são utilizados os valores normalizados pela potência média anual, os quais se apresentam no quadro seguinte.

Quadro 3-15 - Valores normalizados pela potência média anual determinados a partir do diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica em 2022

	Horas fora de vazio	Horas de vazio
p.u.	1,47	0,44

Com base em valores fornecidos pela E-Redes, para o ano de 2022, é possível estimar o fator de utilização da potência contratada a partir das quantidades das tarifas de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica, em 230 horas/ano.

Nos exercícios tarifários de 2022 e 2023, a ERSE optou por utilizar um fator de utilização superior ao calculados a partir das quantidades reportadas pela E-Redes, desse modo atenuando a diferença entre os valores do fator de utilização utilizados em anos anteriores e o valor obtido a partir das quantidades específicas para a mobilidade elétrica. Este entendimento permite também responder às preocupações

manifestadas na consulta pública de reformulação do RT, relativamente ao impacto de uma conversão diferenciada da potência contratada nos preços finais suportados pelos UVE.

A proposta de tarifas 2024, recorria, excecionalmente, a um fator de utilização da potência contratada superior ao determinado pelos pressupostos acima e não procedia a uma discriminação do preço convertido por período horário, uma vez que, tendo por base os pressupostos assumidos nos exercícios tarifários anteriores, tal resultaria em preços negativos ou na inversão da hierarquia de preços. Atendendo a que tal situação já não se verifica, na decisão final, a ERSE opta por retomar a conversão de preços da potência contratada para energia ativa conforme os exercícios tarifários anteriores.

Assim, para 2024, a ERSE considera um fator de utilização da potência contratada de 715 horas/ano, determinado a partir das quantidades da opção tri-horária da tarifa de Acesso às Redes em BT em 2022, mas excluindo as quantidades relativas à iluminação pública (IP). Do mesmo modo, é adotada a diferenciação por período horário, conforme Quadro 3-16. Esta decisão permite assegurar a hierarquia de preços entre horas de ponta, cheias e de vazio, e, ao mesmo tempo, limita o impacto que uma conversão diferenciada possa ter nos preços em horas de ponta e, conseqüentemente, nos preços finais suportados pelos utilizadores de veículos elétricos ⁴¹.

Quadro 3-16 - Valores normalizados pela potência média anual utilizados na conversão do preço de potência contratada em preços de energia por período horário nas tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica

	Horas fora de vazio	Horas de vazio
p.u.	1,47	0,44

⁴¹ Conforme as preocupações levantadas aquando da consulta de reformulação do RT de 2021, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

3.4 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO COM O ESTATUTO DE CLIENTE ELETROINTENSIVO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, estabelece o «Estatuto do Cliente Eletrointensivo», que pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos [art.º 192.º, n.º 1].

A obtenção do estatuto depende do cumprimento cumulativo dos requisitos estabelecidos no diploma [art.º 194.º, n.º 2], entre os quais se inclui a existência de ligação à rede de MAT, AT ou MT, assim como de requisitos relativos a limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade, a estabelecer em portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da economia e da energia [art.º 194.º, n.º 1]. A Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, respeita a este último conjunto de requisitos.

A obtenção do estatuto garante o direito a medidas de apoio [art.º 195.º, n.º 2], entre as quais se destacam as seguintes, relativas a tarifas de Acesso às Redes [al. a) e al. b)]:

- no que se refere ao consumo de energia elétrica (através da contratação com um comercializador, por exemplo): redução total ou parcial, com o limite mínimo de 75 %, dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º do diploma, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema;
- no que se refere a autoconsumo (proveniente de UPAC): isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no diploma, e isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º do diploma, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema.

Adicionalmente, a Portaria n.º 112/2022 vem ainda estabelecer que:

- para o consumo de energia elétrica, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE [art.º 9.º, n.º 2];
- para o autoconsumo, aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo, considerando a isenção total estabelecida.

Tendo em conta que este novo estatuto cria um regime de isenção de CIEG a aplicar a instalações de elevado consumo de eletricidade, importa conhecer esse universo. Para tal, apresenta-se de seguida uma caracterização das instalações abrangidas, a partir da listagem das instalações de consumo beneficiárias da isenção de CIEG, enviada pela Direção-Geral de Energia e Geologia, a 9 de agosto de 2023, ao abrigo do estabelecido na Portaria n.º 112/2022 [art.º 9.º, n.º 3].

A listagem inclui 54 instalações, a grande maioria com ligação à RESP em AT. As instalações com Estatuto de Cliente Eletrointensivo representaram 7,1 GWh de consumo médio anual entre 2020 e 2022, com 49% desse consumo a ocorrer em horas de vazio. A potência instalada total corresponde a 2 062 MVA, a que corresponde uma potência contratada total de 57% desse valor.

A Figura 3-12 permite observar que estas instalações têm, de facto, um consumo médio bastante superior ao da totalidade das instalações ligadas no correspondente nível de tensão (entre cinco a 45 vezes).

Figura 3-12 - Consumo médio anual (2020 a 2022) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo e comparação com o consumo médio (2022) da procura em Portugal continental

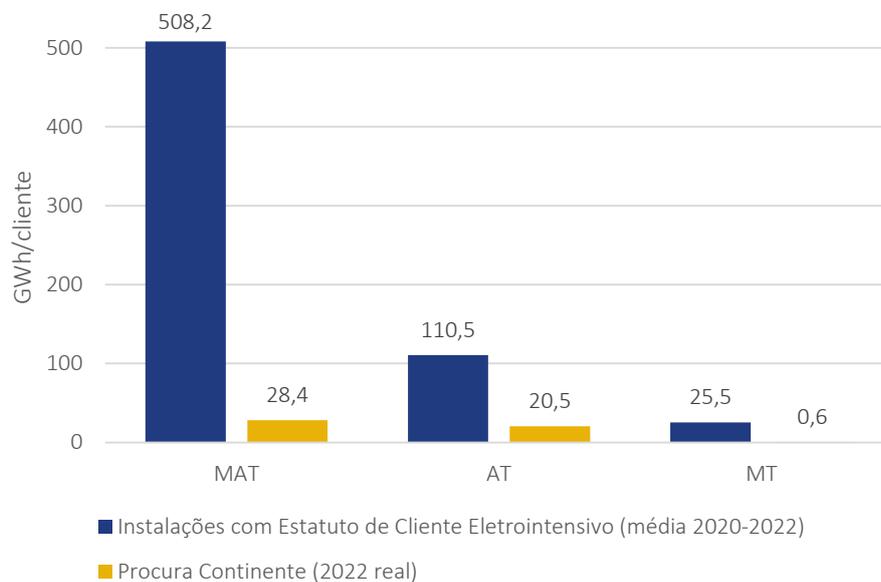
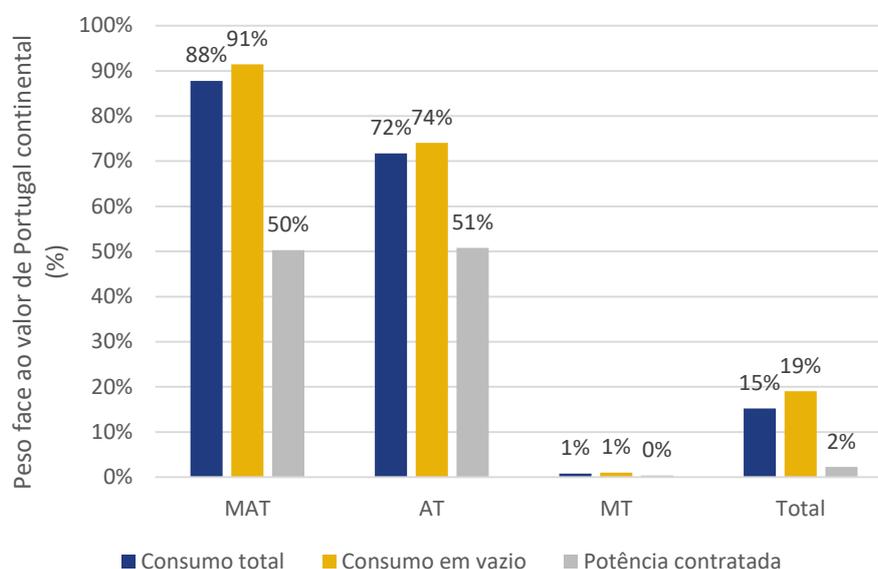


Figura 3-13 - Peso do consumo (média 2020 a 2022) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, face ao valor da procura em Portugal continental (previsão 2024, em tarifas 2024)



Nota: as colunas «Total» correspondem ao peso de todas as instalações com estatuto de cliente eletrointensivo (MAT, AT e MT) na procura em Portugal continental (MAT, AT, MT e BT).

De notar que a produção de efeitos desta medida de redução de encargos está sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia [Portaria n.º 112/2022, art.º 19.º], o que ainda não ocorreu, pelo que não são publicados preços de tarifas de Acesso às Redes para os clientes eletrointensivos.

3.5 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de energia aplicada no ano de 2023 manteve os custos marginais da tarifa de Energia utilizados no ano de 2022, os quais resultaram de um estudo apresentado no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022](#)»⁴², e que foi orientada pelos custos marginais de aprovisionamento de energia no mercado diário português nos anos de 2018 a 2020.

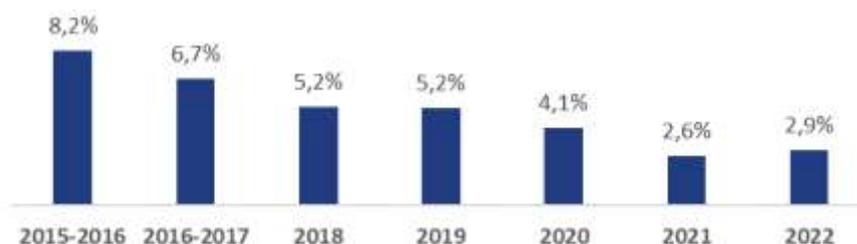
O período de regulação atual (2022-2025) é marcado essencialmente por incertezas e instabilidade nos mercados energético e financeiro, consequência dos impactos económicos e sociais da pandemia de COVID-19 e por conflitos geopolíticos na Europa que causaram desequilíbrios entre procura e oferta,

⁴² O estudo tinha como objetivo a atualização da estrutura de preços utilizada no período regulatório 2018-2021.

originando volatilidade e aumentos significativos nos níveis dos preços. Por outro lado, a maior penetração de energia solar fotovoltaica conduz a uma alteração da tecnologia marginal que marca o preço horário no mercado grossista de energia, podendo conduzir a uma curva com preços inferiores nos tradicionais períodos de horas de ponta. Estas razões justificam uma reavaliação da estrutura de custos dos preços de energia com dados mais recentes.

A Figura 3-14 apresenta a percentagem de horas com diferença de preços na fronteira Espanha-Portugal, no período 2015-2022, evidenciando uma melhoria gradual no acoplamento dos dois mercados ⁴³ ao longo dos anos. No entanto, o ano 2022 regista uma ligeira alteração na tendência decrescente na diferença de preços entre Portugal e Espanha, fruto da escalada de preços que se verificou nesse ano.

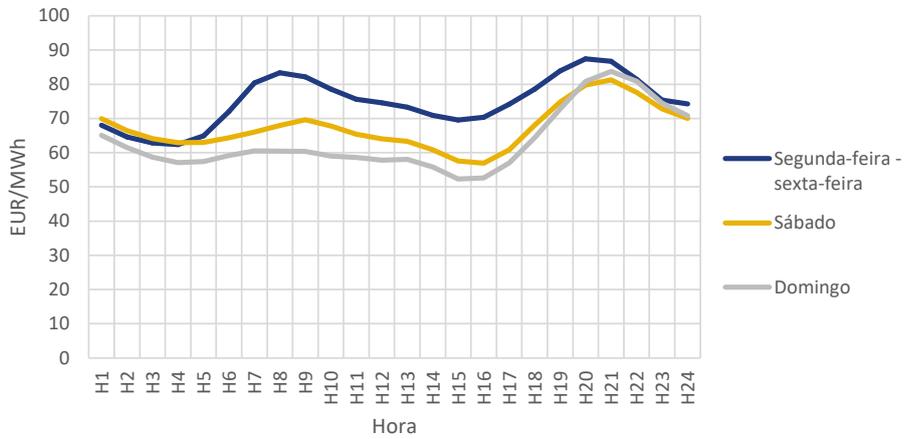
Figura 3-14 - Acoplamento de mercados na fronteira Espanha-Portugal, anos 2015-2022



As duas figuras seguintes caracterizam as curvas de preços horários no mercado diário, para a área de Portugal, entre 2015 e 2022. A Figura 3-15 apresenta os preços horários por tipo de dia, demonstrando que existe um comportamento de ciclo semanal, em que os preços mais altos se registam nos dias úteis e os preços mais baixos aos domingos. A Figura 3-16 apresenta os preços horários apenas para os dias úteis, mas com discriminação por ano, permitindo concluir que a estrutura de preços tende a ser semelhante nos vários anos analisados, não obstante existirem diferenças nos níveis de preços entre anos.

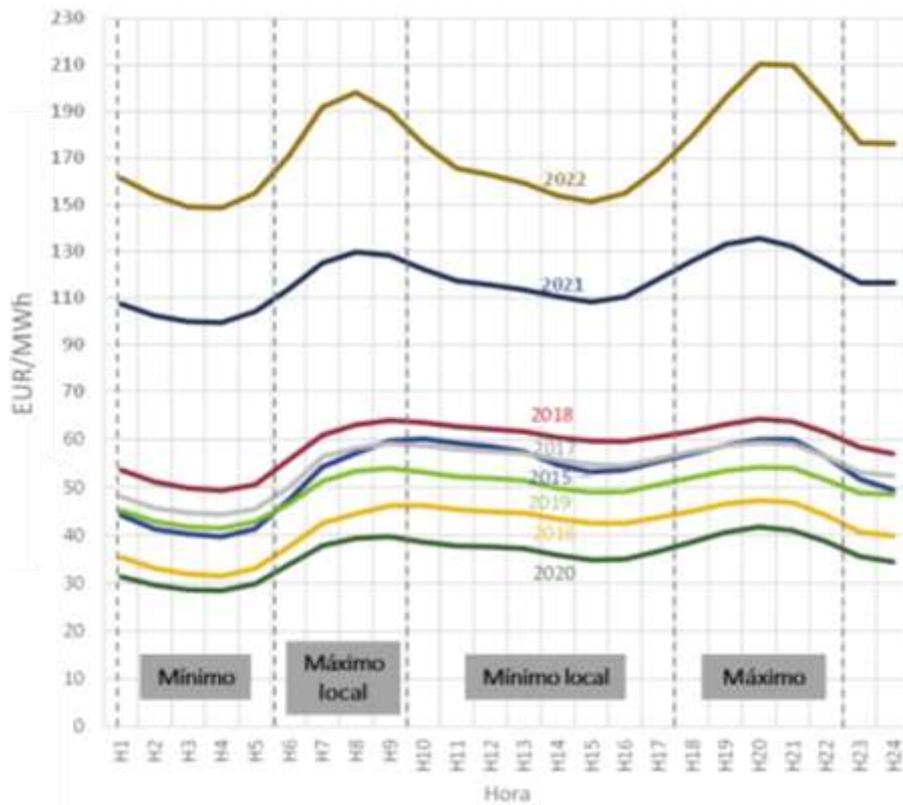
⁴³ Os primeiros dois valores referem-se aos biénios 2015-2016 e 2016-2017, respetivamente.

Figura 3-15 - Preços horários por tipo de dia, anos 2015-2022



Fonte: Preços do mercado diário [OMIE](#).

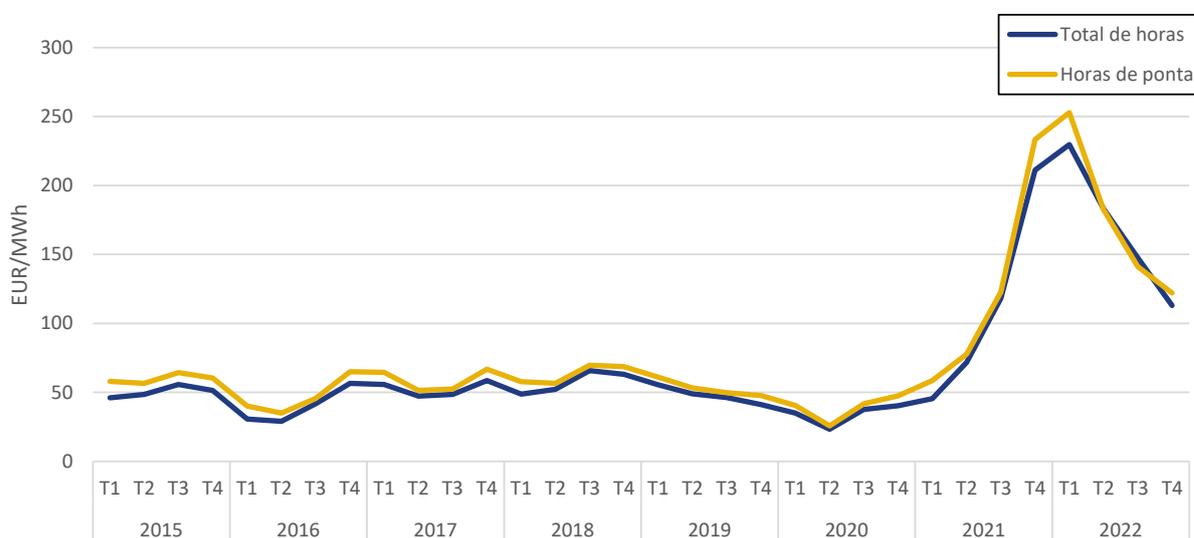
Figura 3-16 - Preços horários nos dias úteis, por ano



Fonte: Preços do mercado diário [OMIE](#).

A figura seguinte analisa o comportamento trimestral dos preços do mercado diário, no total das horas e nas horas de ponta ⁴⁴, que aponta para alguma volatilidade entre trimestres e entre anos. Fica evidente a descida de preços a partir do ano de 2019, atingido valores mínimos no segundo trimestre de 2020, já no início da pandemia da Covid-19. Em sentido contrário, o ano 2022 é caracterizado por valores historicamente elevados, atingindo o seu máximo no 2.º trimestre de 2022, já após o início do conflito da Rússia com a Ucrânia. Pela primeira vez no período em análise, registaram-se trimestres (2.º e 3.º trimestres de 2022) em que o preço médio para o total das horas é superior ao preço médio em horas de ponta.

Figura 3-17 - Preços no total de horas e nas horas de ponta, por trimestre



Fonte: Preços em EUR/MWh do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

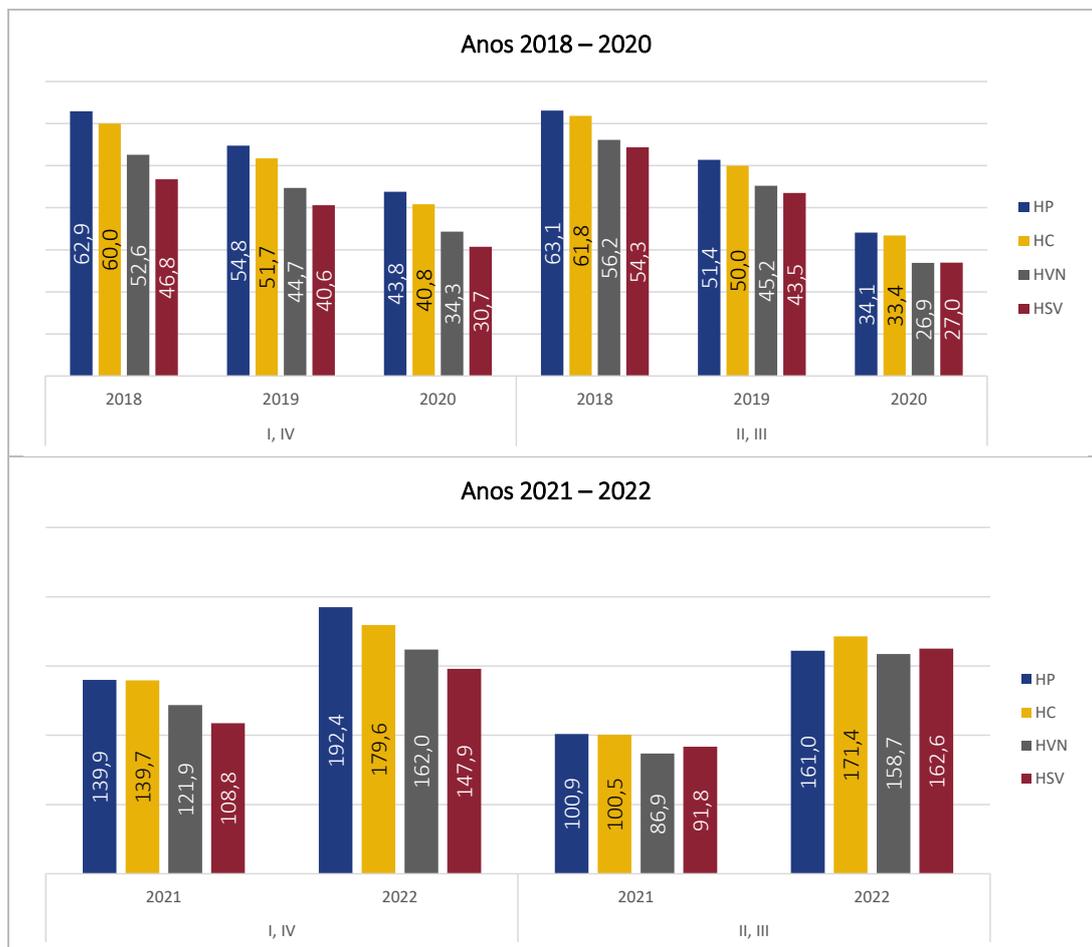
A Figura 3-18 apresenta a evolução de preços do mercado diário entre 2018 e 2022 ⁴⁵, no referencial dos períodos horários e dos períodos trimestrais (I – IV) em Portugal continental. Os anos 2018 e 2019 registam os comportamentos sazonais esperados para todos os períodos horários, com preços mais altos nos trimestres do período húmido (períodos I e IV) do que nos trimestres do período seco (períodos II e III). Por sua vez, os anos 2020, 2021 e 2022 apresentam um comportamento distinto daquele que é esperado. O ano 2020 observa no período de verão (períodos II e III) pela primeira vez uma inversão na tendência decrescente dos preços por período horário, embora a diferença entre horas de Vazio Normal e horas de

⁴⁴ As horas de ponta apresentadas correspondem às horas de ponta do ciclo semanal em Portugal continental.

⁴⁵ Evolução de preços, por período horário e por trimestres entre 2015 e 2017 poderá ser consultada no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022](#)».

Super Vazio seja residual. Já os anos 2021 e 2022, verificam um acentuar desta situação com os preços médios em horas de Super Vazio a serem superiores aos preços em horas de Vazio Normal. Adicionalmente, o ano 2022 apresenta um preço médio em horas Cheias superior ao preço médio nas horas de Ponta.

Figura 3-18 - Evolução de preços entre 2018 e 2022, por período horário e por trimestres



Fonte: Preços em EUR/MWh do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

Legenda: HP – horas de Ponta; HC – horas Cheias; HVN – horas de Vazio Normal; HSV – horas de Super Vazio.

CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS

Para o cálculo dos custos marginais foram consideradas duas abordagens, no sentido de avaliar a adequabilidade dos custos marginais da tarifa de Energia para 2024:

1. **Abordagem 1:** Preços horários do mercado diário do Mibel dos anos 2018 a 2020 (estrutura atual de preços);
2. **Abordagem 2:** Preços horários do mercado diário do Mibel dos anos 2020 a 2022.

Assim, foram calculados preços médios para os períodos horários da tarifa de Energia para cada uma das abordagens, os quais correspondem aos custos marginais da tarifa de Energia em referencial de mercado.

O Quadro 3-17 apresenta o rácio de preços implícito dos períodos horários para cada um dos trimestres e por trimestre. Para além de mostrar o rácio de preços que resultaria dos custos marginais em vigor nos dois períodos de regulação anteriores (2015-2017, 2018-2021), são apresentadas as duas abordagens de preços passíveis de serem usadas para a tarifa de Energia de 2024.

Quadro 3-17 - Rácio de preços que resulta dos custos marginais

Ano dos custos marginais	2015-2017	2018-2021	2022-2025	2024 (Abordagem 1)	2024 (Abordagem 2)
Por trimestres					
Trimestres I,IV / Trimestres II,III	1,05	1,06	1,04	1,04	1,17
Período horário - Trimestre I, IV					
Horas de ponta / Horas cheias	1,10	1,07	1,06	1,06	1,05
Horas de ponta / Horas de super vazio	1,74	1,50	1,37	1,37	1,31
Horas de vazio normal / Horas de super vazio	1,28	1,13	1,11	1,12	1,11
Período horário - Trimestre II, III					
Horas de ponta / Horas cheias	1,08	1,06	1,02	1,02	0,97
Horas de ponta / Horas de super vazio	1,46	1,33	1,19	1,19	1,05
Horas de vazio normal / Horas de super vazio	1,12	1,03	1,03	1,03	0,97

Em primeiro lugar, na comparação com os dois períodos de regulação anteriores, os custos marginais para 2024 mantêm a trajetória de uma menor sazonalidade trimestral, caso se mantenha a atual estrutura de preços (abordagem 1), enquanto que na abordagem 2 (preços horários Mibel 2020 a 2022) regista-se um aumento da sazonalidade dos preços entre trimestres.

Em segundo lugar, na análise do rácio de preços implícito em cada um dos trimestres, verifica-se que no período de verão (trimestres II e III) existe uma inversão na tendência decrescente dos preços ao longo dos períodos horários de menor consumo, se se optar pela abordagem 2. Nesta situação, verifica-se que os preços implícitos das horas Cheias são superiores às horas de Ponta e que os preços nas horas de Super Vazio são superiores às horas de Vazio Normal, contrariamente ao que era esperado.

A abordagem 1 mantém a relação de preços entre períodos horários que foi aprovada para as tarifas de 2023, continuando a trajetória de uma menor sazonalidade entre trimestres e uma menor diferenciação de preços entre períodos horários.

Conclui-se que nos três últimos anos (2020 a 2022) existe um menor alinhamento entre a hierarquia dos preços horários em mercado com os períodos horários do ciclo semanal em Portugal continental, fundamentalmente no período de verão. Os anos 2021 e 2022, principalmente, poderão ser considerados como anos extraordinários uma vez que são anos marcados por impactos económicos e sociais, associados à pandemia de COVID-19, e por conflitos geopolíticos na Europa que causaram instabilidade e incerteza nos mercados. O mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica com reflexo na formação do preço de mercado da eletricidade no referencial grossista do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), estabelecido através do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, terá também alterado a curva horária de preços no mercado grossista em 2022. Outro fator que poderá afetar a relação de preços horários do mercado grossista é uma maior penetração de fontes de energia renovável que causam uma pressão descendente nos preços em mercado e uma alteração da estrutura de preços entre períodos horários. Uma alteração persistente da estrutura de preços entre períodos horários poderá revelar a necessidade de uma reavaliação dos períodos horários em vigor, devendo a mesma ser efetuada em conjunto com uma análise da utilização das redes.

CUSTOS MARGINAIS PARA AS TARIFAS DO ANO DE 2024

Face ao caráter extraordinário dos anos de 2021 e 2022, a ERSE decide manter em 2024 os custos marginais da tarifa de Energia utilizados nos anos 2022 e 2023, que são apresentados no Quadro 3-18. Os valores são apresentados em dois referenciais distintos, nomeadamente no referencial de mercado e no referencial de saída da RNT em AT. O último distingue-se do primeiro pela adição das perdas ao longo da rede de transporte. O referencial de saída da RNT em AT é o referencial no qual se publicam os preços da tarifa de Energia.

Quadro 3-18 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2024

		Referencial de mercado	Referencial de saída da RNT AT
		EUR/kWh	EUR/kWh
Períodos I, IV	Ponta	0,0538	0,0548
	Cheias	0,0508	0,0517
	Vazio Normal	0,0439	0,0446
	Super Vazio	0,0394	0,0400
Períodos II, III	Ponta	0,0495	0,0504
	Cheias	0,0484	0,0492
	Vazio Normal	0,0427	0,0435
	Super Vazio	0,0416	0,0423

De relembrar que os preços da tarifa de Energia distinguem-se dos custos marginais da tarifa de Energia pelo facto de os primeiros estarem ajustados, através de um fator multiplicativo, para assegurar a recuperação dos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica do comercializador de último recurso, tendo em conta a procura prevista para o ano de 2024. Nas tarifas para o ano de 2024 o fator multiplicativo é de 2,20.

3.6 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização permitem recuperar os proveitos permitidos da atividade regulada de comercialização de energia elétrica, desempenhada pelo comercializador de último recurso, recuperando os custos da estrutura comercial afeta à venda de energia elétrica aos seus clientes, nomeadamente os custos de leitura, a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a cobrança e gestão da cobrança e o atendimento presencial e telefónico. Devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais parte dos proveitos permitidos da atividade de comercialização podem ser recuperados na tarifa de uso global do sistema ⁴⁶, conforme estabelecido no RT.

Conforme decorre do RT, a tarifa de Comercialização é composta pelos seguintes preços:

- Termo tarifário fixo, definido em euros por dia.
- Preço de energia ativa, definido em euros por kWh.

Na atividade de comercialização, a estrutura dos preços da tarifa é aderente à estrutura de custos médios de referência. O preço da tarifa é calculado aplicando aos custos médios de referência um fator multiplicativo que permita que o seu produto pelo número de clientes ou pela energia proporcione o montante de proveitos a recuperar.

O documento «Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2009», publicado em dezembro de 2008, detalha como foram calculados os custos médios de referência e justifica as opções metodológicas assumidas, nomeadamente a repartição dos custos associados aos processos da atividade de comercialização entre o termo fixo (cobranças e faturação), o termo variável de energia (necessidades de capital circulante) e ambos os termos (reclamações e atendimento). Existem outros custos que apresentam natureza fixa e que

⁴⁶ Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em AT/MT, BTE e BTN.

não se relacionam de forma particular, nem com o número de clientes, nem com a energia fornecida, como por exemplo os custos com sistemas informáticos ou os custos com as funções de «back-office».

Dada a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso e, conseqüentemente das tarifas de comercialização reguladas, e o reduzido peso das tarifas de comercialização na fatura final dos clientes, a ERSE tem optado por manter os custos médios de referência.

Os custos médios de referência devem ser multiplicados para que o seu produto pelas variáveis de faturação proporcione os proveitos permitidos.

Para o ano 2024 são publicadas três tarifas de comercialização distintas ⁴⁷, a saber:

- Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT, a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.
- Tarifa de Comercialização em BTE, a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.
- Tarifa de Comercialização em BTN, a aplicar pelo CUR no âmbito das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

Nas três tarifas de comercialização o fator multiplicativo incide de forma igual sobre os dois termos tarifários.

No Quadro 3-19 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência das tarifas de comercialização em MAT/AT/MT, BTE e BTN.

⁴⁷ Tendo em conta a extinção da tarifa transitória em MAT, AT, MT e BTE em Portugal continental e a necessidade de continuar a determinar uma tarifa de comercialização para estes níveis, designadamente para aplicação aos fornecimentos em MT e BTE das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e para aplicação no âmbito do fornecimento supletivo, a tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT assume uma estrutura de custos médios de referência igual à estrutura da tarifa de Comercialização em BTE.

Quadro 3-19 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência das tarifas de comercialização

Fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência da Comercialização	
Tarifa de comercialização em MAT, AT e MT	1,51
Tarifa de comercialização em BTE	4,28
Tarifa de comercialização em BTN	1,66

4 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No capítulo 3 analisa-se a determinação das tarifas reguladas para cada atividade regulada. No presente capítulo explica-se a determinação das tarifas de Venda a Clientes Finais, aplicáveis aos clientes do mercado regulado, como soma das tarifas por atividade regulada.

As tarifas de Venda a Clientes Finais representam o valor total a pagar pelo fornecimento de eletricidade no mercado regulado, excluindo as taxas e os impostos aplicados. O Quadro 4-1 identifica as tarifas reguladas incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais ⁴⁸. No mercado liberalizado os valores referentes à energia e à comercialização são definidos por cada comercializador, enquanto o valor relativo ao acesso às redes é igual para clientes dos mercados liberalizado e regulado.

Quadro 4-1 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais

Tarifa de Venda a Clientes Finais =	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Acesso às Redes
	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	
	Tarifa de Uso Global do Sistema	
	Tarifa de Energia	Energia
	Tarifa de Comercialização	Comercialização

Para evitar a subsidiação cruzada entre atividades e entre clientes, a tarifa de Venda a Clientes Finais deve seguir o princípio da aditividade tarifária e ser igual à soma direta das várias tarifas reguladas por atividade ⁴⁹. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas a um cliente do mercado regulado designa-se por **tarifa aditiva**.

Complementarmente, o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico estabelece **mecanismos de convergência** que visam proteger os clientes finais de variações significativas nos preços da tarifa aditiva ⁵⁰. Sempre que estes mecanismos limitam as variações dos preços, a tarifa de Venda a Clientes Finais não é igual à tarifa aditiva em todos os preços, não obstante estar a recuperar o mesmo nível de receitas em termos médios.

⁴⁸ A ilustração não considera o pagamento de taxas e impostos aplicáveis na faturação do fornecimento de eletricidade.

⁴⁹ Dependendo do nível de tensão, a aditividade tarifária necessita de considerar o efeito de perdas ao longo da rede ou a conversão de preços quando certas variáveis de faturação não se aplicam a determinados clientes.

⁵⁰ Artigos 167.º (Portugal continental), 170.º (RAA) e 173.º (RAM) do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento nº 828/2023, de 28 de julho.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais tem sido implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas, evitando-se impactes tarifários significativos por cliente.

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN incluem como variáveis de faturação um termo de potência e um ou mais termos de energia ⁵¹. Logo, existem diferentes valores para os termos de potência e os termos de energia para recuperar um determinado montante de receitas. O racional subjacente aos mecanismos de convergência consiste em definir tarifas de Venda a Clientes Finais o mais próximo possível das tarifas aditivas, respeitando as variações máximas definidas para os vários preços.

Sempre que a aplicação da tarifa aditiva implicar variações por termo tarifário superior à respetiva variação máxima, a variação desse termo tarifário será igualada a essa variação máxima para efeitos da tarifa de Venda a Clientes Finais. Simultaneamente o efeito dessa alteração será compensado com ajustamentos em sentido contrário em preços que variam abaixo da variação média, de forma a neutralizar o impacto em termos de receitas a recuperar. Logo, se a tarifa aditiva apresentar face à tarifa de Venda a Clientes Finais do ano anterior variações acima das variações máximas estipuladas, a tarifa de Venda a Clientes Finais não será igual à tarifa aditiva preço a preço, embora recupere o mesmo nível de receitas. Se a tarifa aditiva não apresentar variações acima das variações máximas estipuladas, o mecanismo de convergência não limita a variação dos preços e a tarifa de Venda a Clientes Finais será igual à tarifa aditiva em todos os preços.

Para as tarifas de venda a clientes finais do ano 2024 foram definidas as variações máximas por preço, face aos preços em vigor em dezembro de 2023, indicadas no Quadro 4-2. Observa-se que para cada caso definiu-se a variação máxima por preço igual à variação tarifária média entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024, com exceção dos fornecimentos em MT nas duas Regiões Autónomas ⁵². Sempre que a variação máxima é igual à variação tarifária média, isso significa que o mecanismo de convergência obriga todos os preços a variarem de forma uniforme.

A decisão por este critério de variação uniforme teve em conta a situação atípica, em especial ao nível das tarifas de Acesso às Redes, com variações significativamente diferentes nas variáveis de faturação, sobretudo devido aos valores atípicos e negativos na tarifa de Uso Global do Sistema nos últimos dois anos

⁵¹ Em BTN podem aplicar-se até três termos de energia. Nos níveis de tensão superiores aplicam-se outras variáveis de faturação, designadamente a potência contratada, a potência em horas de ponta, a energia ativa e a energia reativa.

⁵² O critério adotado nos fornecimentos em MT visa acautelar que o preço de potência em horas de ponta da tarifa de Venda a Clientes Finais não seja inferior ao respetivo preço da tarifa de Acesso às Redes.

em resultado da imputação de CIEG negativos. Por esse motivo, a tarifa aditiva, que integra a tarifa de Acesso às Redes, tem ela própria uma estrutura preço-a-preço muito diferente quando comparada com anos anteriores a 2022 e face à estrutura esperada no médio e longo prazo. Assim, a opção por uma variação uniforme em cada um dos grupos tarifários apresentados no Quadro 4-2 dá maiores garantias de estabilidade tarifária face ao passado recente.

Quadro 4-2 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência

Região	Nível	Variação tarifária média Jan 2024 / Dez 2023	Variação máxima por preço Jan 2024 / Dez 2023
Portugal continental	BTN	+3,7%	+3,7%
Região Autónoma dos Açores	MT	-14,0%	-4,0%
	BTE	-5,6%	-5,6%
	BTN	+1,9%	+1,9%
Região Autónoma da Madeira	MT	-14,5%	-5,0%
	BTE	-5,4%	-5,4%
	BTN	+1,9%	+1,9%

As secções ⁵³ seguintes analisam a aplicação dos mecanismos de convergência, designadamente para Portugal continental (secção 4.1), para a Região Autónoma do Açores (secção 4.2) e para a Região Autónoma da Madeira (secção 4.3).

4.1 PORTUGAL CONTINENTAL

No caso de Portugal continental as tarifas de Venda a Clientes Finais designam-se por tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (doravante: **tarifas transitórias**), uma vez que a liberalização do mercado prevê a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, assumindo por isso um carácter “transitório”.

Nas seguintes secções avalia-se a aditividade das tarifas transitórias em BTN, identificando assim o efeito do mecanismo de convergência. A secção 4.1.1 analisa a variação tarifária das tarifas transitórias de BTN

⁵³ As siglas utilizadas neste capítulo encontram-se definidas no Anexo.

de forma agregada, em comparação com a variação tarifária da tarifa aditiva. A secção 4.1.2 apresenta as variações de cada preço e a respetiva distância entre os preços das tarifas transitórias e das tarifas aditivas.

Como nota prévia refira-se que a secção 4.1.1 utiliza como tarifa transitória do ano 2023 os valores médios desse ano, tendo em conta a atualização trimestral da tarifa de Energia que ocorreu nesse ano, bem como a fixação excecional desse ano. Em contrapartida, nas variações por termo tarifário da secção 4.1.2 a comparação é relativa aos preços em vigor no final do ano de 2023, uma vez que esse é o referencial relevante na ótica do cliente.

4.1.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA

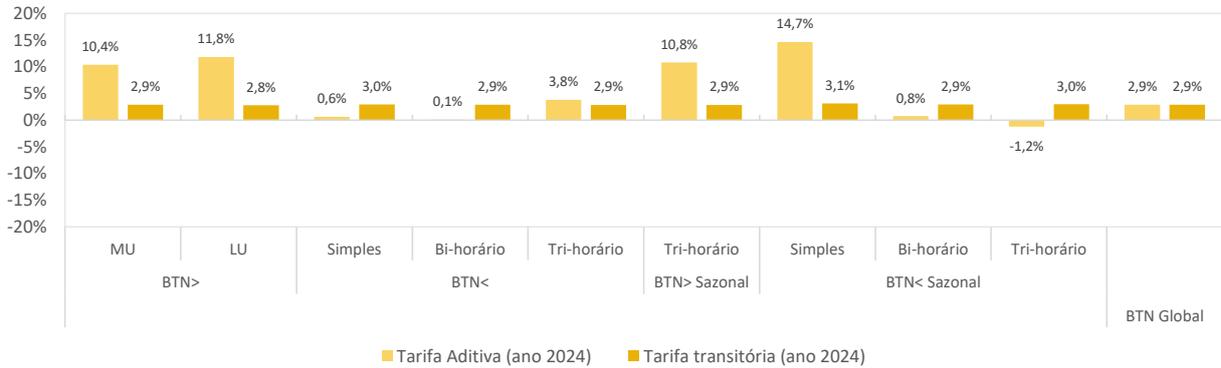
Esta secção compara a tarifa transitória e a tarifa aditiva em BTN, em termos agregados e por opção tarifária. As tarifas para o ano de 2023 incluem o efeito da atualização trimestral e da fixação excecional ocorridas nesse ano.

A Figura 4-1 apresenta as variações tarifárias⁵⁴ das tarifas transitórias e das tarifas aditivas. Enquanto que para a globalidade de BTN as variações tarifárias são iguais em ambos os casos (2,9%), existem diferenças ao nível das opções tarifárias. As diferenças resultam da limitação das variações máximas através do mecanismo de convergência⁵⁵. Por regra, as variações tarifárias da tarifa transitória são de menor amplitude quando comparadas com as variações tarifárias da tarifa aditiva.

⁵⁴ O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

⁵⁵ Previsto no artigo 167.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho.

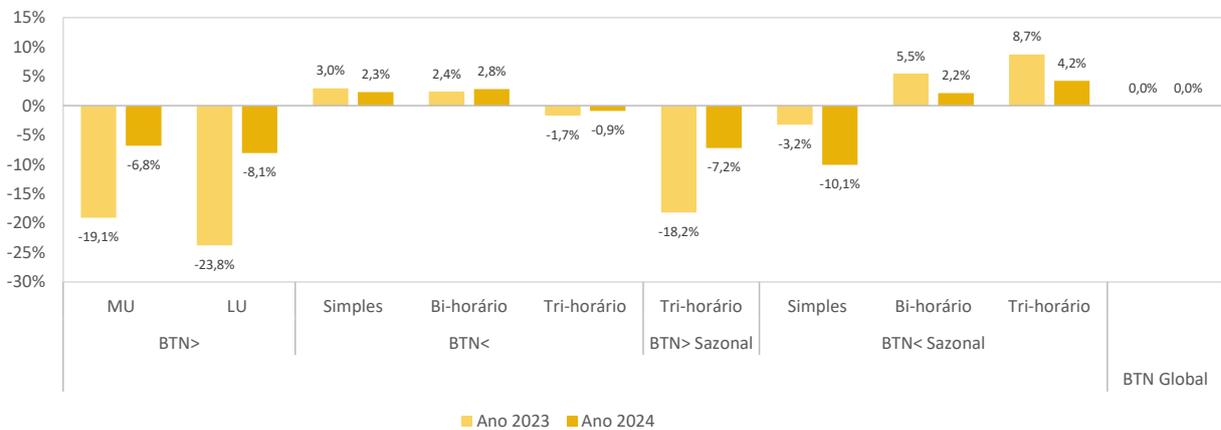
Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN



Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no ano 2023 (valor médio do ano 2023, incluindo o efeito da atualização trimestral e da fixação excepcional).

A Figura 4-2 apresenta a distância relativa da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, por opção tarifária. No total de BTN regista-se que a distância é nula, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a BTN. Por opção tarifária registam-se distâncias positivas e negativas, o que corresponde a tarifas transitórias acima e abaixo da tarifa aditiva em termos médios, respetivamente.

Figura 4-2 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN

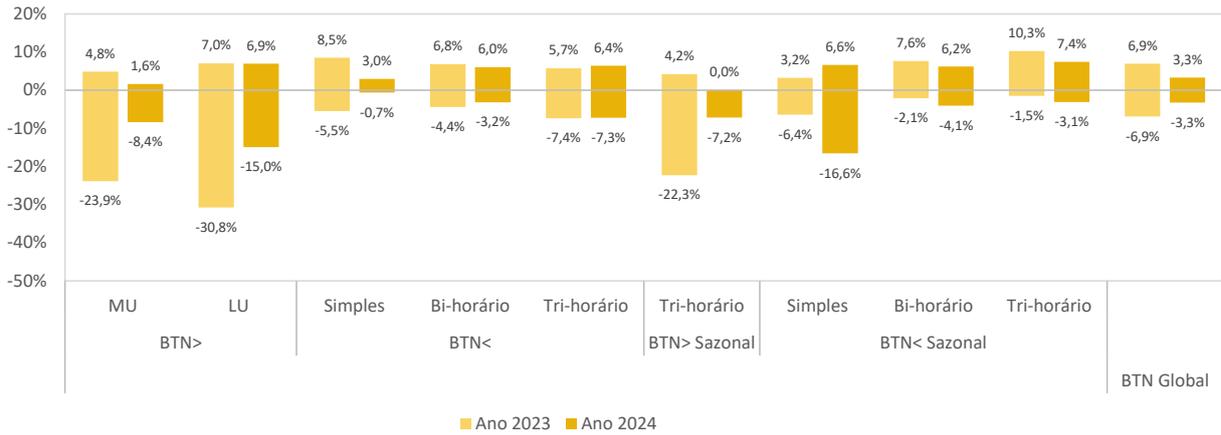


Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da tarifa transitória e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva do mesmo ano (ano 2023 inclui o efeito da atualização trimestral e da fixação excepcional).

A Figura 4-3 apresenta a decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva entre preços da tarifa transitória que estão acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da tarifa transitória que estão abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada opção tarifária a soma destes dois valores equivale

necessariamente ao valor correspondente da Figura 4-2 ⁵⁶. Assim, a Figura 4-3 permite perceber se a falta de aditividade tarifária numa opção tarifária resulta exclusivamente de desvios nos preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva.

Figura 4-3 - Decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva



Nota: Figura análoga à Figura 4-2, diferenciando em (i) casos com preços da tarifa transitória acima da tarifa aditiva, no eixo positivo, e em (ii) casos com preços da tarifa transitória abaixo da tarifa aditiva, no eixo negativo.

A figura permite concluir que no ano 2024 a existência de preços na tarifa transitória acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 3,3% dos proveitos a recuperar em BTN como um todo. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário com outros preços da tarifa transitória abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade da tarifa transitória em termos médios para BTN em Portugal continental. Regista-se, assim, uma melhoria deste indicador face ao ano anterior.

Caso as tarifas para o ano de 2025 venham a assumir uma estrutura mais regular, estima-se que seja possível progredir mais no processo de convergência.

⁵⁶ A título de exemplo: se na Figura 4-3 os valores positivos e negativos forem iguais a +5% e -3%, respetivamente, a Figura 4-2 apresentará um valor líquido de +2%.

4.1.2 VARIACÃO POR TERMO TARIFÁRIO

Esta secção compara a tarifa transitória e a tarifa aditiva em BTN, por termo tarifário. As tarifas para o ano de 2023 referem-se aos preços em vigor no final do ano 2023 uma vez que são os valores relevantes para a aplicação do mecanismo de limitação de impactes por termo tarifário.

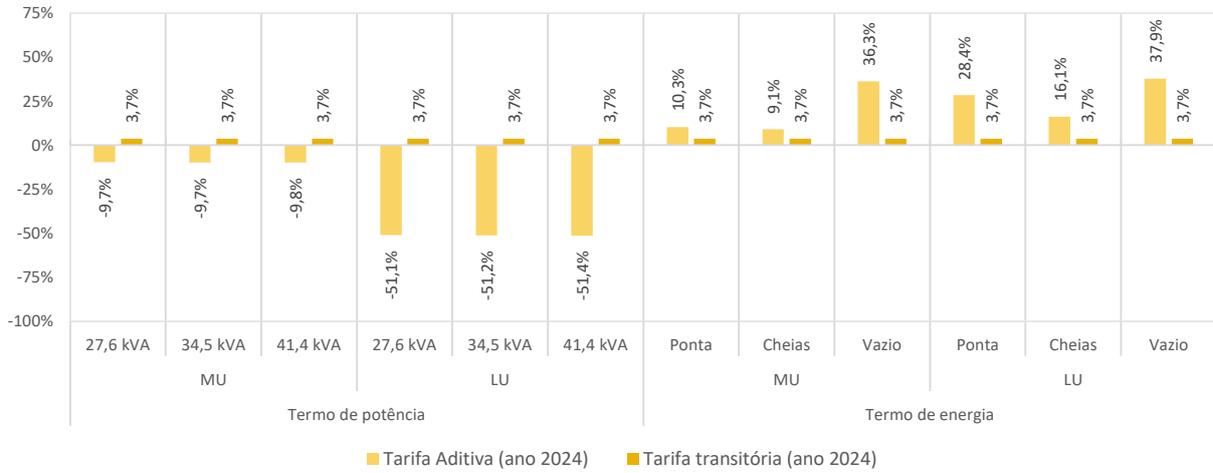
As figuras que se seguem apresentam as variações dos preços em BTN, comparando a tarifa transitória com a tarifa aditiva. Cada página apresenta duas figuras distintas. A primeira figura compara, para cada variável de faturação (termo tarifário), a variação da tarifa transitória com a variação da tarifa aditiva, por comparação com a tarifa transitória em vigor no final do ano anterior. A segunda figura apresenta, para cada variável de faturação, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva no ano 2024.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável às tarifas transitórias de BTN em Portugal continental ⁵⁷ considera uma variação máxima por termo tarifário de +3,7%, igual à variação tarifária média entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024. Isto determina que todos os preços da tarifa transitória em BTN variam nessa mesma percentagem.

Esta situação resulta em distâncias significativas entre a tarifa transitória e a tarifa aditiva, sobretudo quando comparado com os valores equivalentes das tarifas do ano de 2021.

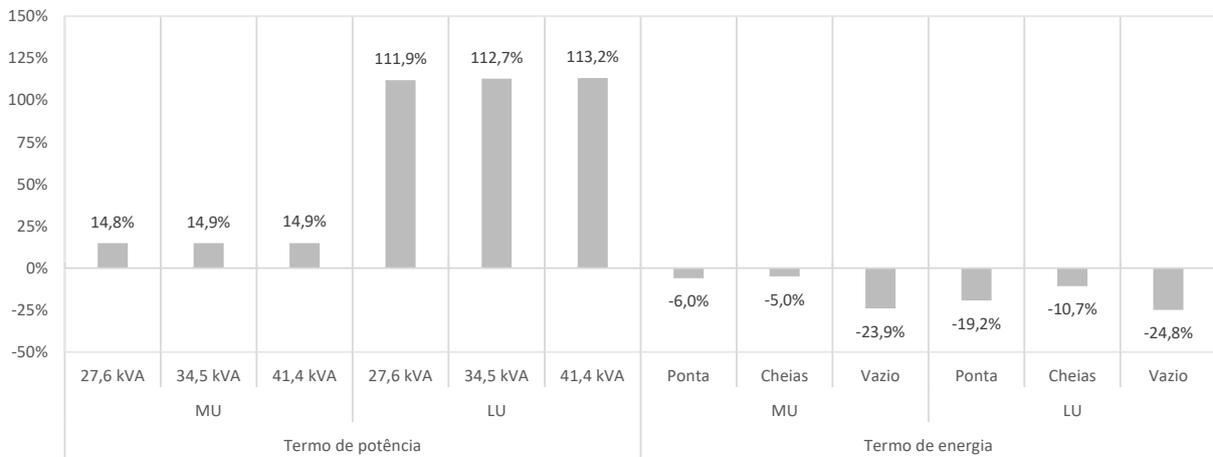
⁵⁷ Designado por «Mecanismo de convergência para tarifas aditivas». Mecanismo previsto no Artigo 167.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento nº 828/2023, de 28 de julho.

Figura 4-4 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN >



Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2023.

Figura 4-5 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário



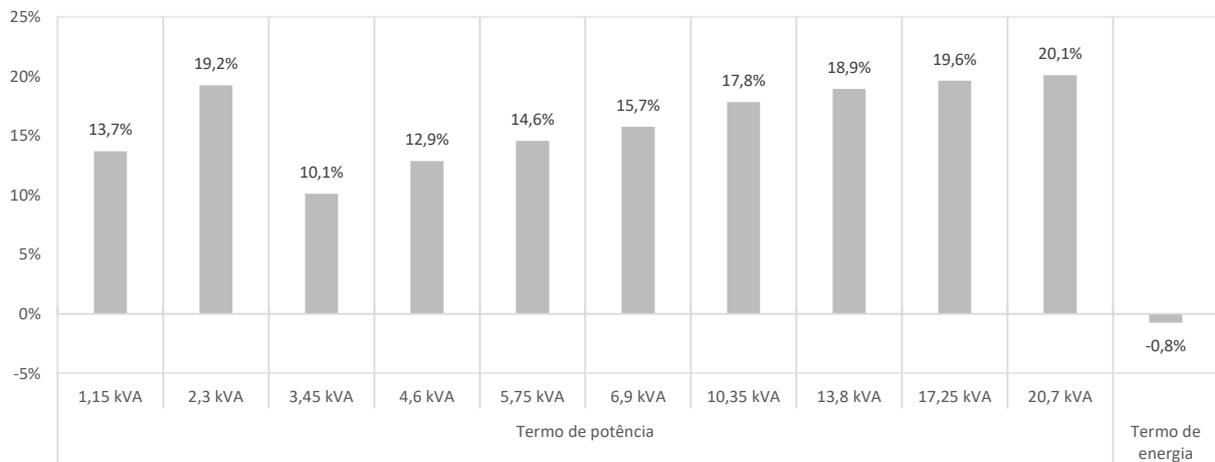
Nota: O valor apresentado determina para o ano 2024 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-6 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (simples)



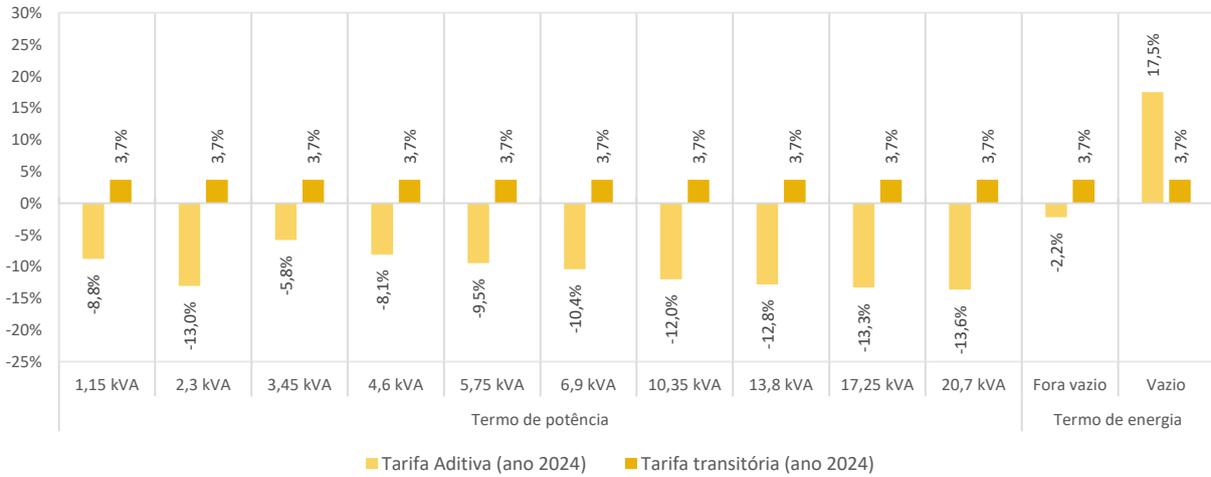
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2023; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-7 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário



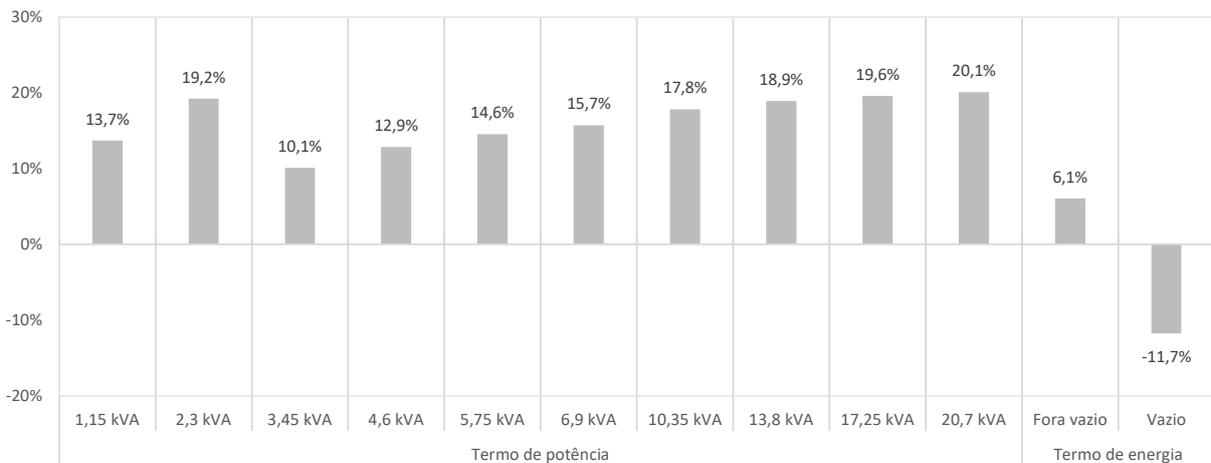
Nota: O valor apresentado determina para o ano 2024 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-8 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (bi-horária)



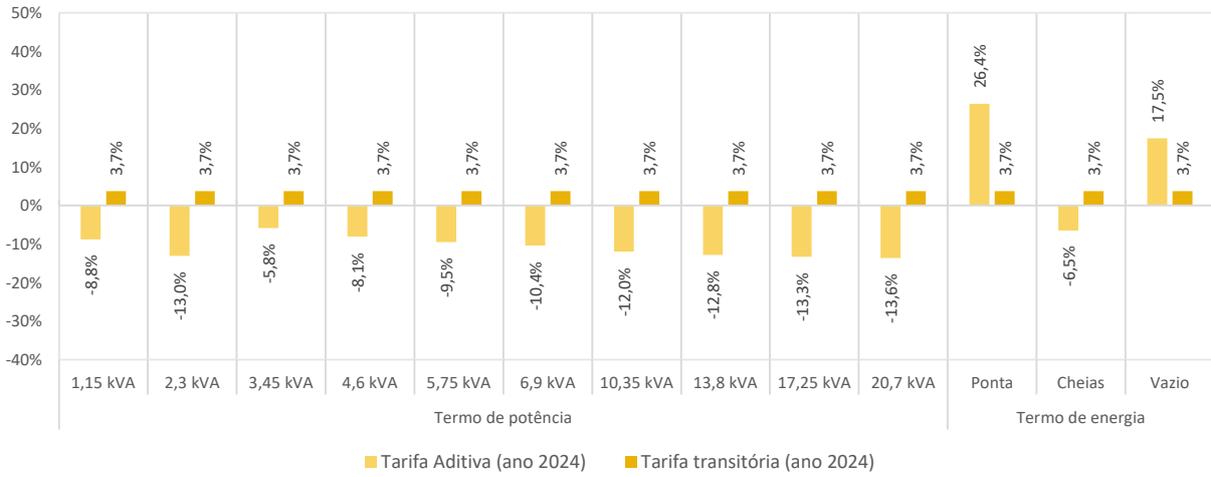
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2023; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-9 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário



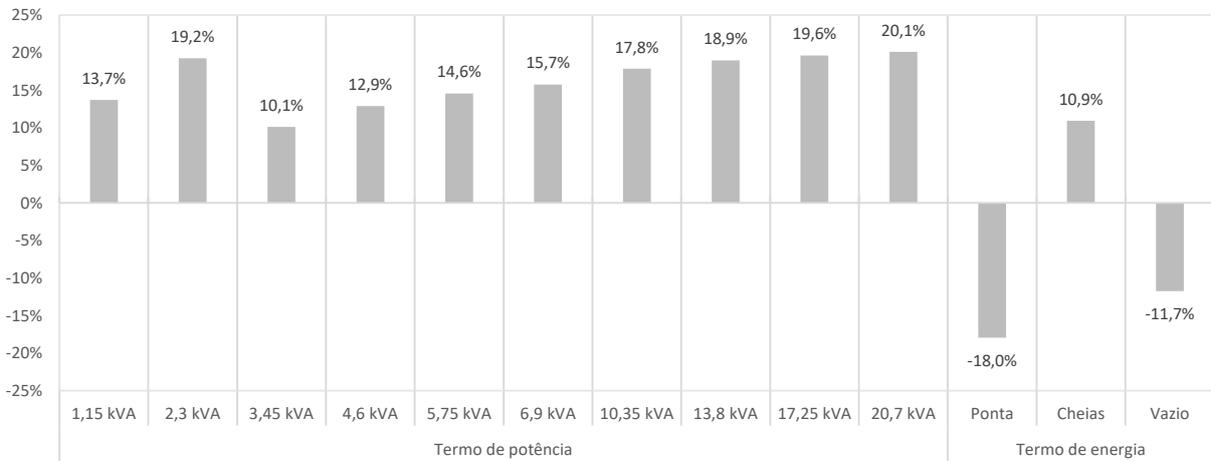
Nota: O valor apresentado determina para o ano 2024 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-10 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (tri-horária)



Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2023; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-11 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário



Nota: O valor apresentado determina para o ano 2024 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços de todas as opções tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN, entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024.

Quadro 4-3 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN >

	Variação por termo tarifário					
	Energia ativa <i>(por período horário)</i>			Potência contratada <i>(por escalão de potência contratada em kVA)</i>		
	Pontas	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > MU	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
BTN > LU	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
BTN Sazonal >	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%

Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN <

	Variação por termo tarifário												
	Energia ativa <i>(por período horário)</i>			Potência contratada <i>(por escalão de potência contratada em kVA)</i>									
	Fora vazio		Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
	Pontas	Cheias	Vazio										
BTN< Simples (≤ 2,3 kVA)	3,7%		3,7%	3,7%									
BTN< Simples (> 2,3 kVA)	3,7%				3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
BTN< Bi-horária	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
BTN< Tri-horária	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
BTN Sazonal< Simples	3,7%				3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
BTN Sazonal< Bi-horária	3,7%		3,7%			3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
BTN Sazonal< Tri-horária	3,7%	3,7%	3,7%			3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%

4.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No caso da Região Autónoma dos Açores (RAA) é aplicada a tarifa de Venda a Clientes Finais, não estando perspectivada a liberalização do mercado de eletricidade nessa região. Ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada ⁵⁸, nas Regiões Autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo.

Nas seguintes secções avalia-se a aditividade da tarifa de Venda a Clientes Finais dos Açores (TVCF), identificando assim o efeito do mecanismo de convergência. A secção 4.2.1 analisa a variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais de forma agregada em comparação com a variação tarifária da tarifa aditiva. A secção 4.2.2 apresenta as variações de cada preço e a respetiva distância entre os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas aditivas.

4.2.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA

A Figura 4-12 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCF ⁵⁹. Enquanto que para a globalidade da RAA, e para os níveis de tensão de MT e BTE, as variações tarifárias são iguais para ambas as tarifas, existem diferenças nas opções tarifárias de BTN. As diferenças decorrem da limitação das variações máximas na TVCF através do mecanismo de convergência, resultando, em regra, em variações tarifárias de menor amplitude na TVCF.

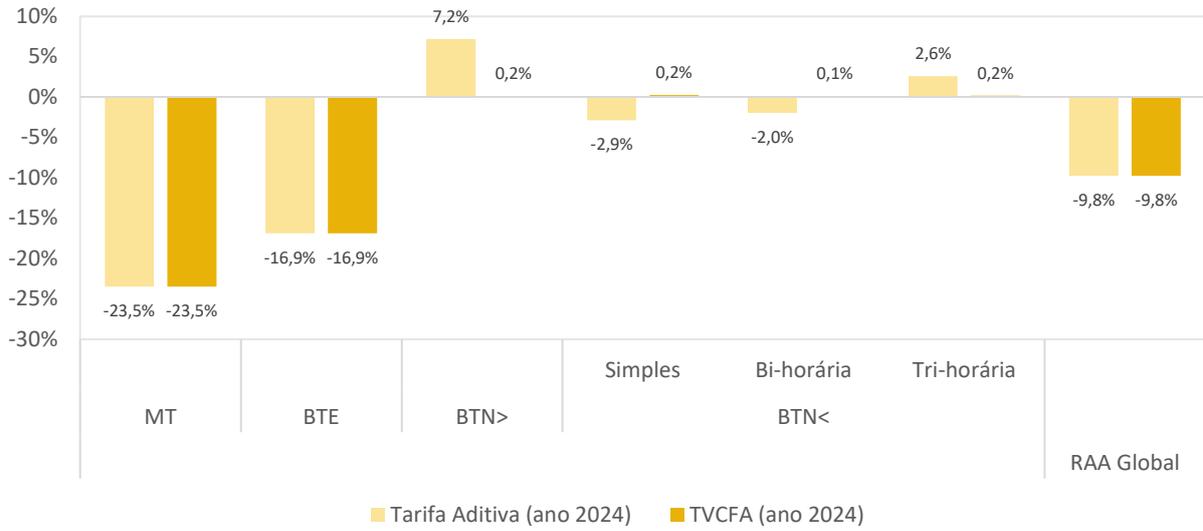
No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCF entre 2023 e 2024 é de 0,2%. Esta variação compara com um valor de 1,9% se for tida em conta a variação entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024 ⁶⁰.

⁵⁸ Nos termos e para os efeitos do artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944 (EU).

⁵⁹ O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

⁶⁰ A segunda variação é mais alta uma vez que o valor médio de 2023 é mais alto do que o valor de dezembro de 2023.

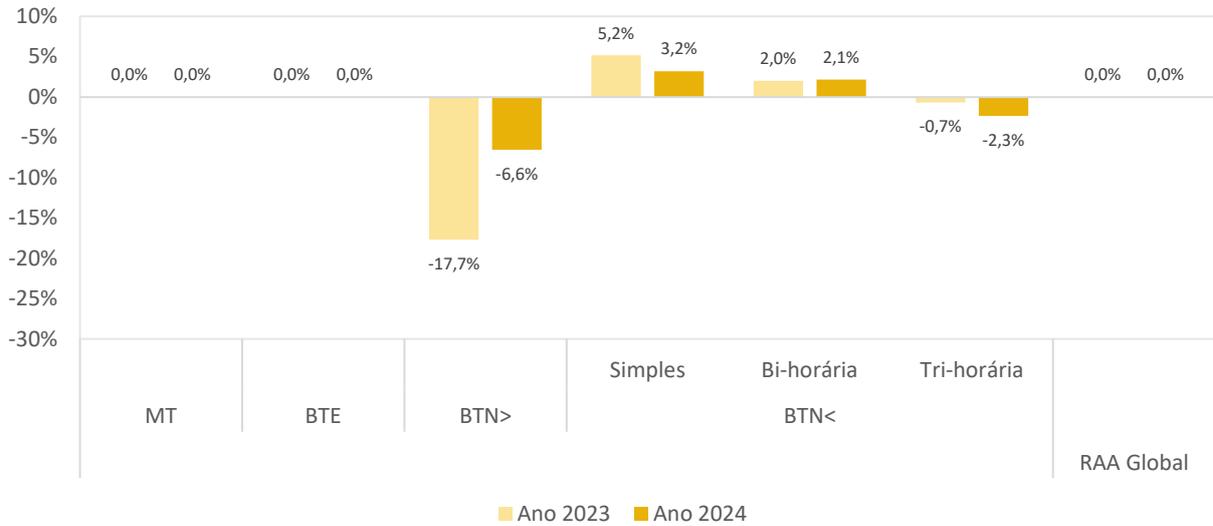
Figura 4-12 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no ano 2023 (valor médio do ano 2023, incluindo o efeito da atualização trimestral e da fixação excecional).

A Figura 4-13 apresenta a distância relativa da TVCFA face à tarifa aditiva, por nível de tensão e opção tarifária. No total da RAA, em MT e em BTE registam-se distâncias nulas, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a RAA e para MT e BTE. Por opção tarifária de BTN registam-se distâncias positivas e negativas, o que corresponde a tarifas de Venda a Clientes Finais acima e abaixo da tarifa aditiva em termos de preço médio, respetivamente.

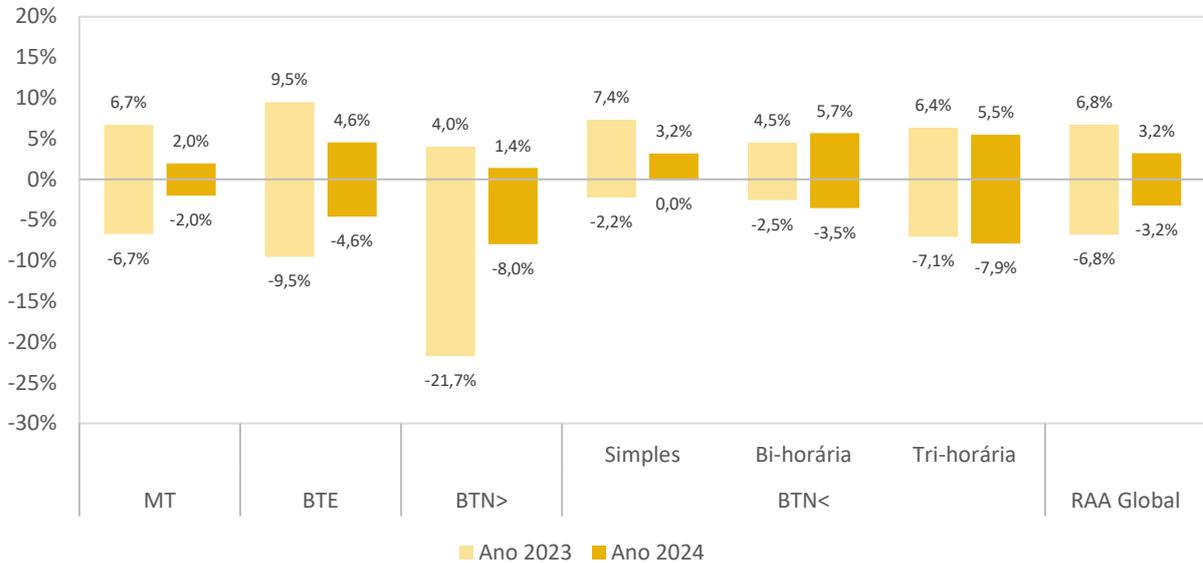
Figura 4-13 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA



Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFA e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

A Figura 4-14 apresenta a decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva entre preços da TVCFA que estão acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da TVCFA que estão abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada opção tarifária a soma destes dois valores equivale necessariamente ao valor correspondente da Figura 4-13. Assim, a Figura 4-14 permite perceber se a falta de aditividade tarifária numa opção tarifária resulta exclusivamente de desvios nos preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e abaixo da tarifa aditiva.

Figura 4-14 - Decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva



Nota: Igual à figura anterior, mas separando em (1) casos com preços da TVCFA acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e em (2) casos com preços da TVCFA abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Logo, para cada opção tarifária a Figura 4-13 equivale à soma do valor positivo e valor negativo desta figura.

A figura permite concluir que no ano 2024 a existência de preços na TVCFA acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 3,2% dos proveitos a recuperar na RAA. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário devido a outros preços na TVCFA abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade tarifária da TVCFA em termos médios para a RAA. Em 2023 esta percentagem assumia um valor superior.

4.2.2 VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

Cada uma das seguintes páginas apresenta duas figuras distintas. A primeira figura apresenta, para cada variável de faturação, as variações percentuais da TVCFA e da tarifa aditiva no ano 2024, quando comparadas com a TVCFA em vigor em dezembro do ano anterior. A segunda figura apresenta, para cada variável de faturação, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável à TVCFA na RAA ⁶¹ considera uma variação máxima por termo tarifário de -4,0%, -5,6% e +1,9%, respetivamente em MT, BTE e BTN. No caso de BTE e BTN, estes valores equivalem à variação tarifária média entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024 em cada grupo tarifário. Isto determina que todos os preços da TVCFA variem nessas mesmas percentagens nesses níveis de fornecimento. No caso de MT, variação tarifária média entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024 é de -14,0%. O critério adotado para a variação máxima por preço nos fornecimentos em MT visa acautelar que o preço de potência em horas de ponta da tarifa de Venda a Clientes Finais não seja inferior ao respetivo preço da tarifa de Acesso às Redes.

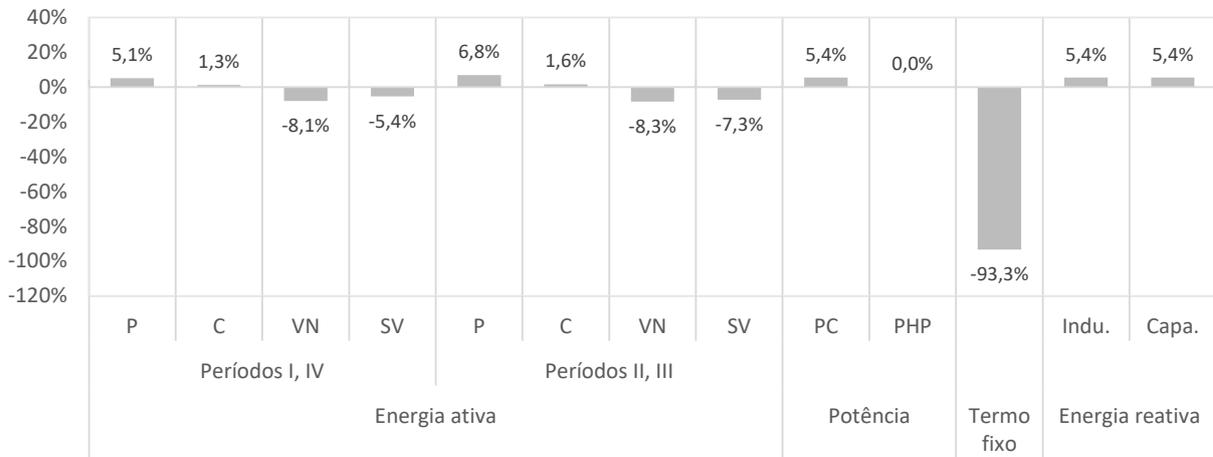
⁶¹ Designado por «Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAA». Mecanismo previsto no Artigo 170.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento nº 828/2023, de 28 de julho.

Figura 4-15 - Variações dos preços da TVCFA em MT



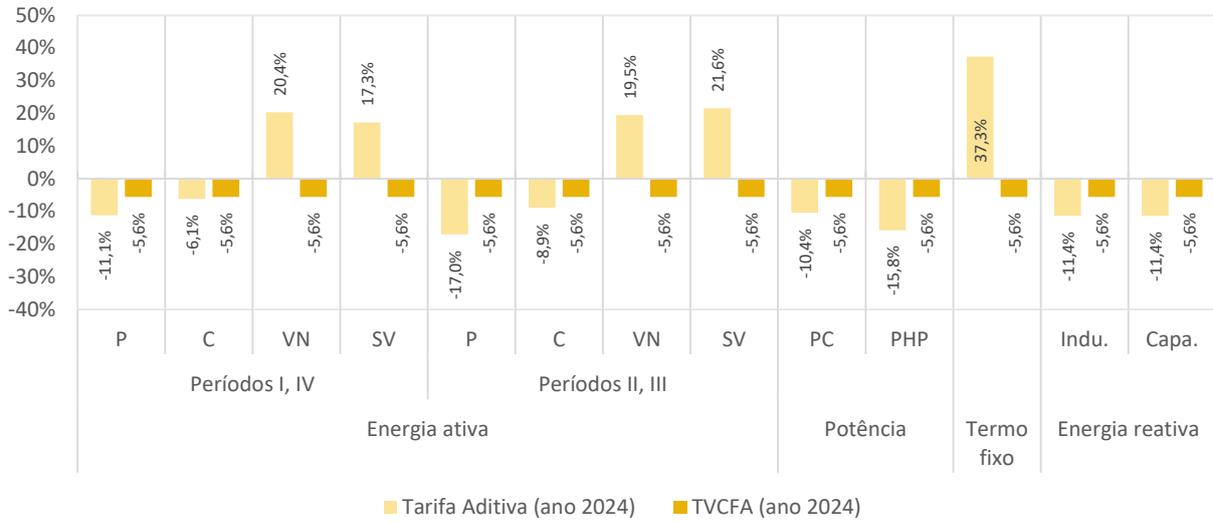
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2023. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 100% na parte positiva.

Figura 4-16 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário



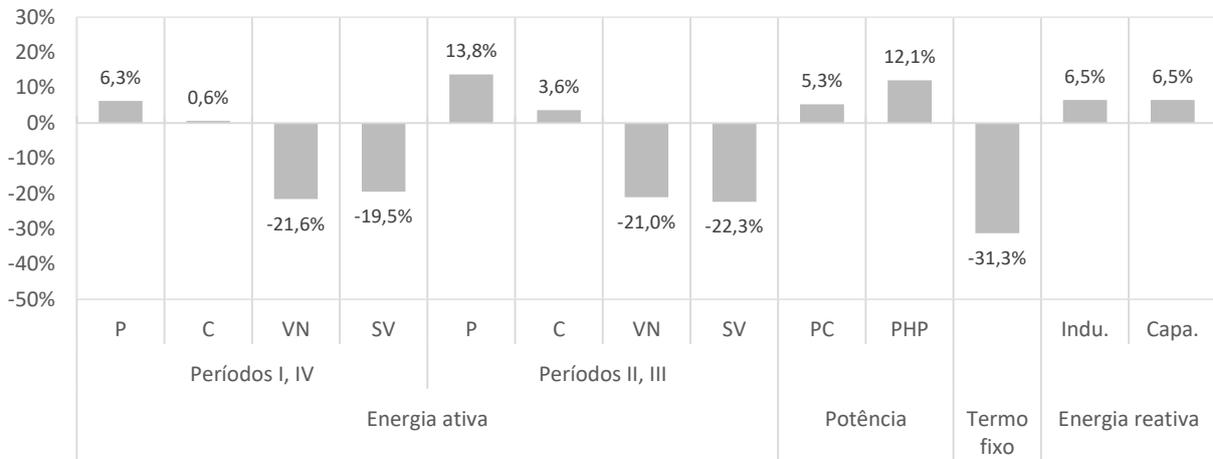
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTE



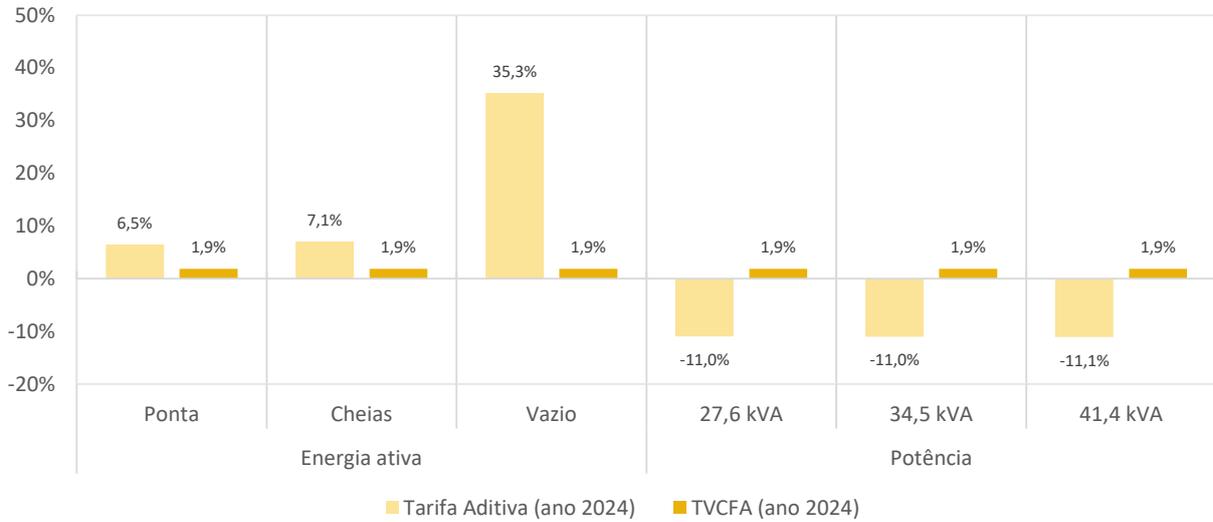
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2023.

Figura 4-18 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário



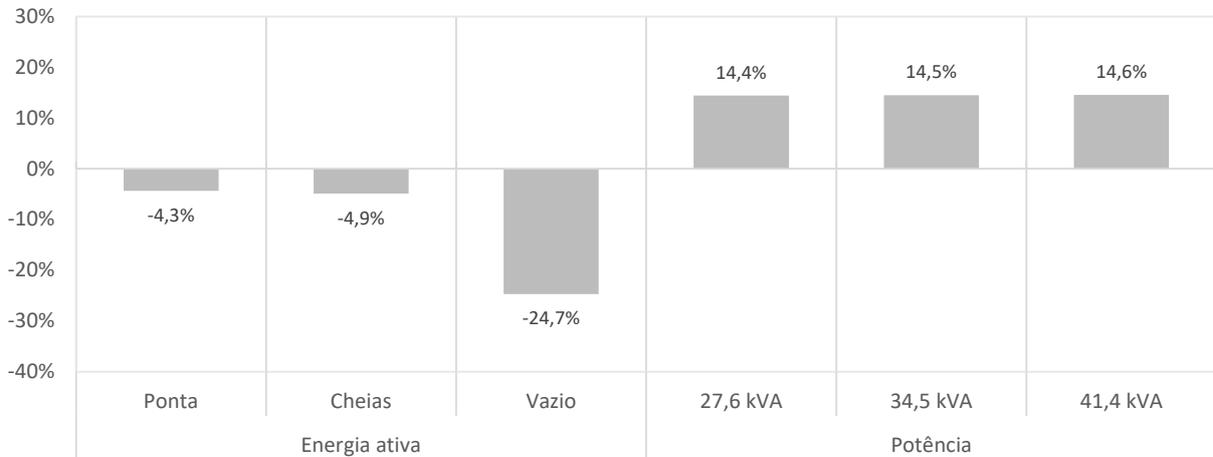
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN >



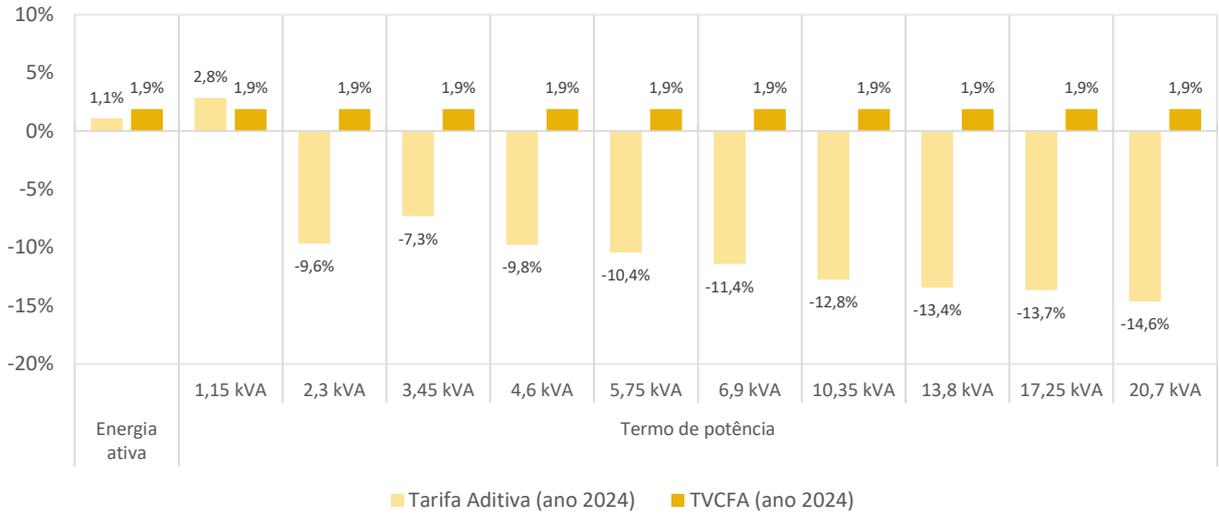
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2023.

Figura 4-20 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário



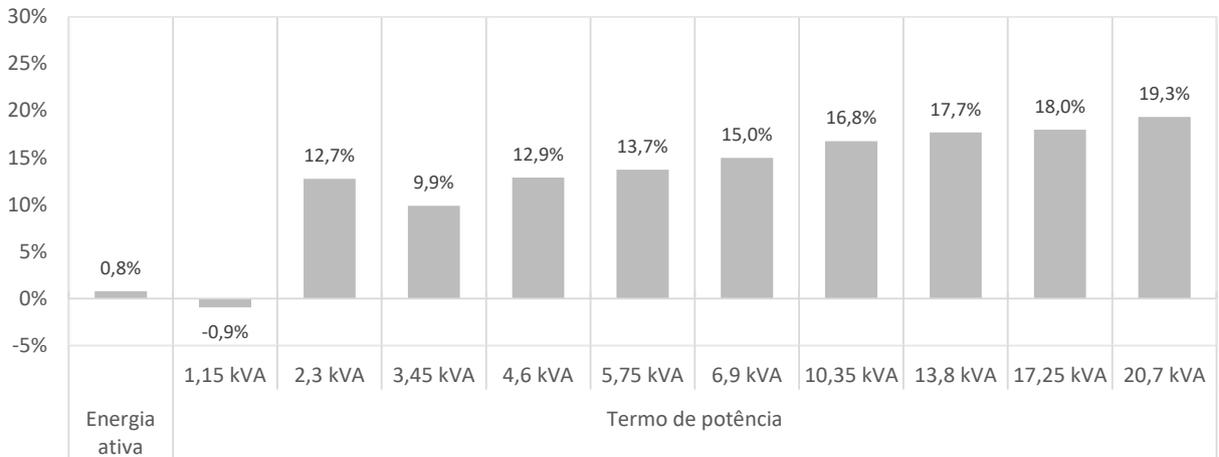
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-21 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (simples)



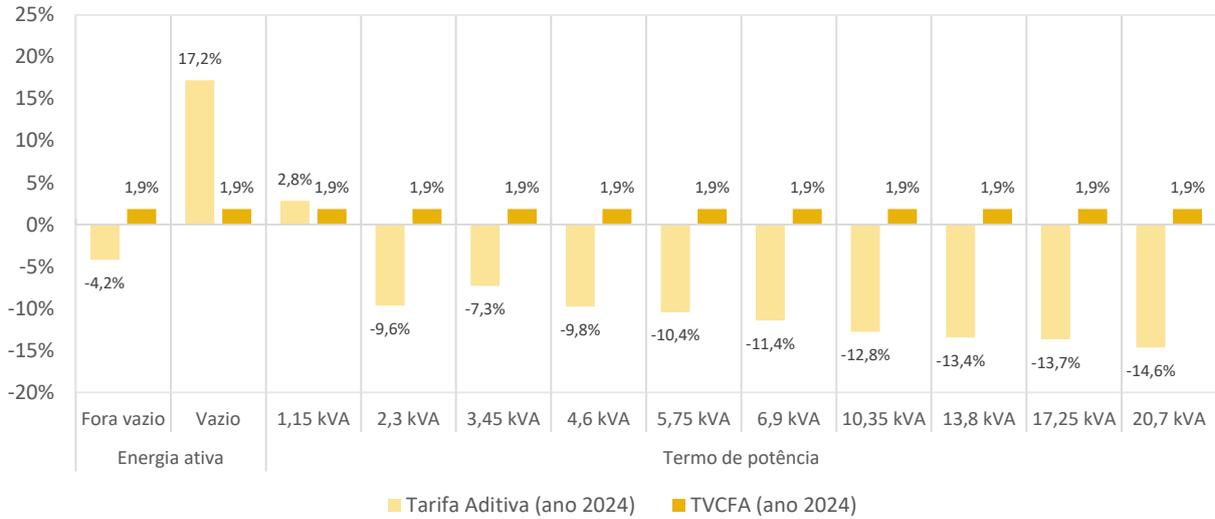
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2023. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-22 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário



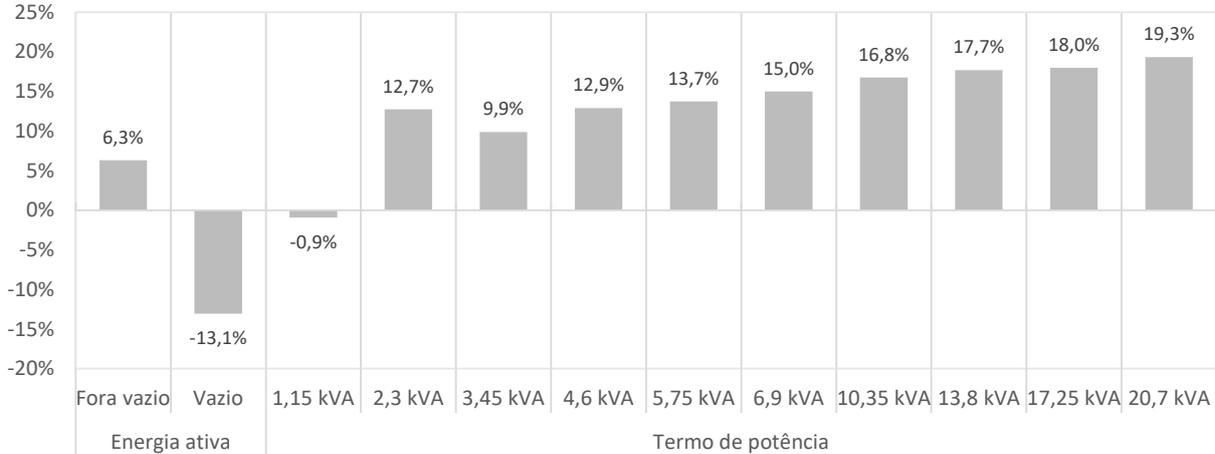
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-23 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (bi-horária)



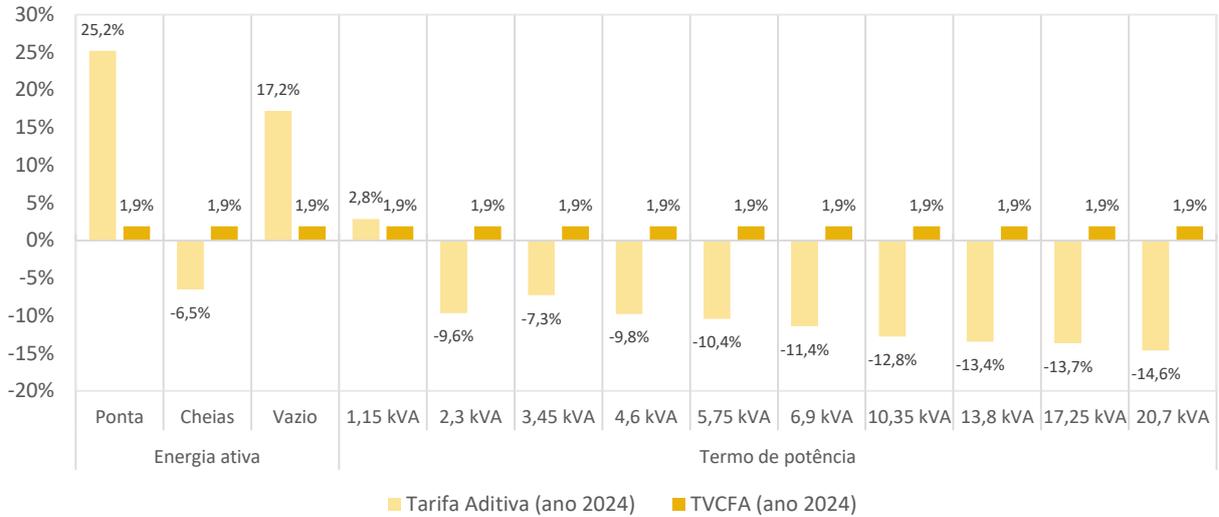
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2023. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-24 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário



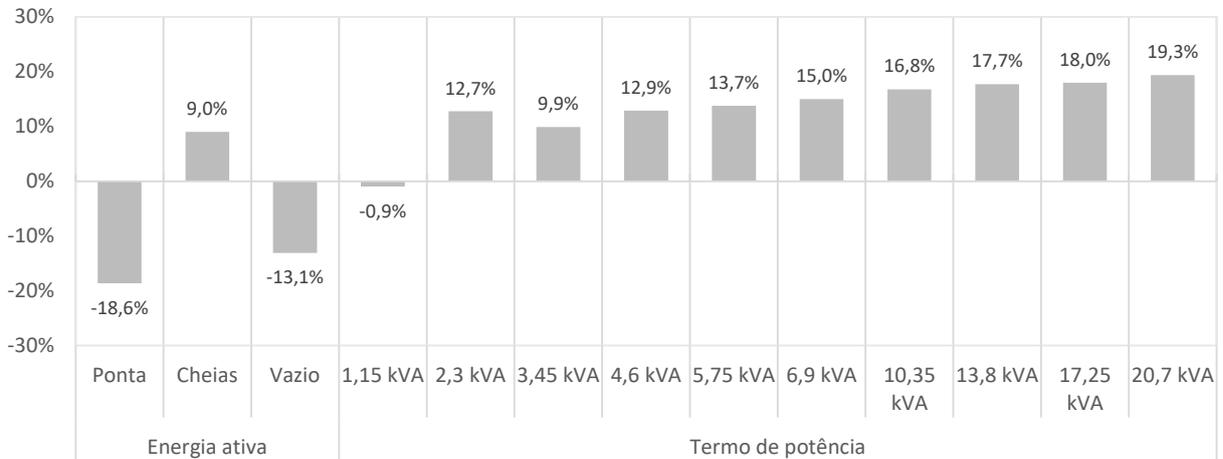
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-25 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (tri-horária)



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2023. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-26 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário



Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores, entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024.

Quadro 4-5 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAA

Variação por termo tarifário													
Energia ativa								Potência		Termo fixo	Energia reativa		
Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva	
Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio						
MT	-20,3%	-15,7%	-4,0%	-4,0%	-22,0%	-16,1%	-4,0%	-4,0%	-20,6%	-4,6%	-4,0%	-20,5%	-20,5%
BTE	-5,6%	-5,6%	-5,6%	-5,6%	-5,6%	-5,6%	-5,6%	-5,6%	-5,6%	-5,6%	-5,6%	-5,6%	-5,6%

Quadro 4-6 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAA

Variação por termo tarifário															
Energia ativa (por período horário)			Potência contratada (por escalão de potência contratada em kVA)												
Fora vazio		Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7	27,6	34,5	41,4
Pontas	Cheias	Vazio													
BTN< Simples (≤ 2,3 kVA)	1,9%		1,9%	1,9%											
BTN< Simples (> 2,3 kVA)	1,9%				1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%		
BTN< Bi-horária	1,9%		1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%		
BTN< Tri-horária	1,9%		1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%		
BTN>	1,9%		1,9%	1,9%										1,9%	1,9%

4.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No caso da Região Autónoma da Madeira (RAM) é aplicada a tarifa de Venda a Clientes Finais, não estando perspectivada a liberalização do mercado de eletricidade nessa região. Ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada ⁶², nas Regiões Autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo.

Nas seguintes secções avalia-se a aditividade da tarifa de Venda a Clientes Finais da Madeira (TVCFM), identificando assim o efeito do mecanismo de convergência. A secção 4.2.1 analisa a variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais de forma agregada. A secção 4.2.2 apresenta as variações de cada preço e a respetiva distância entre os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas aditivas.

4.3.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA

A Figura 4-27 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM ⁶³. Enquanto que para a globalidade da RAM, e para os níveis de tensão de MT e BTE, as variações tarifárias são iguais para ambas as tarifas, existem diferenças nas opções tarifárias de BTN. As diferenças resultam da limitação das variações máximas na TVCFM através do mecanismo de convergência, resultando em regra em variações tarifárias de menor amplitude na TVCFM.

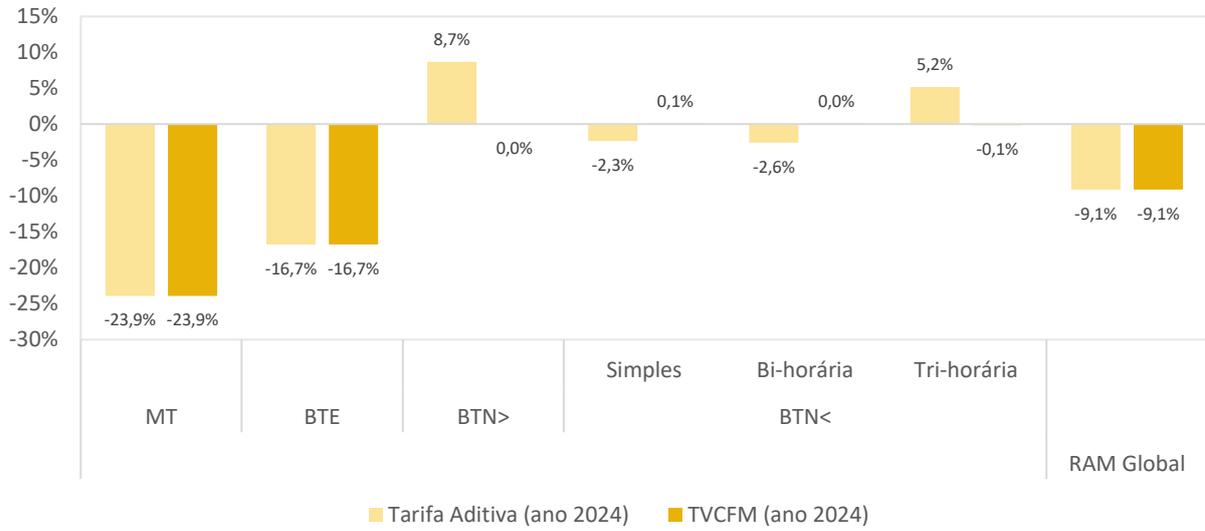
No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCFM entre 2023 e 2024 é de 0,0%. Esta variação compara com um valor de 1,9% se for tida em conta a variação entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024 ⁶⁴.

⁶² Nos termos e para os efeitos do artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944 (EU).

⁶³ O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

⁶⁴ A segunda variação é mais alta uma vez que o valor médio de 2023 é mais alto do que o valor de dezembro de 2023.

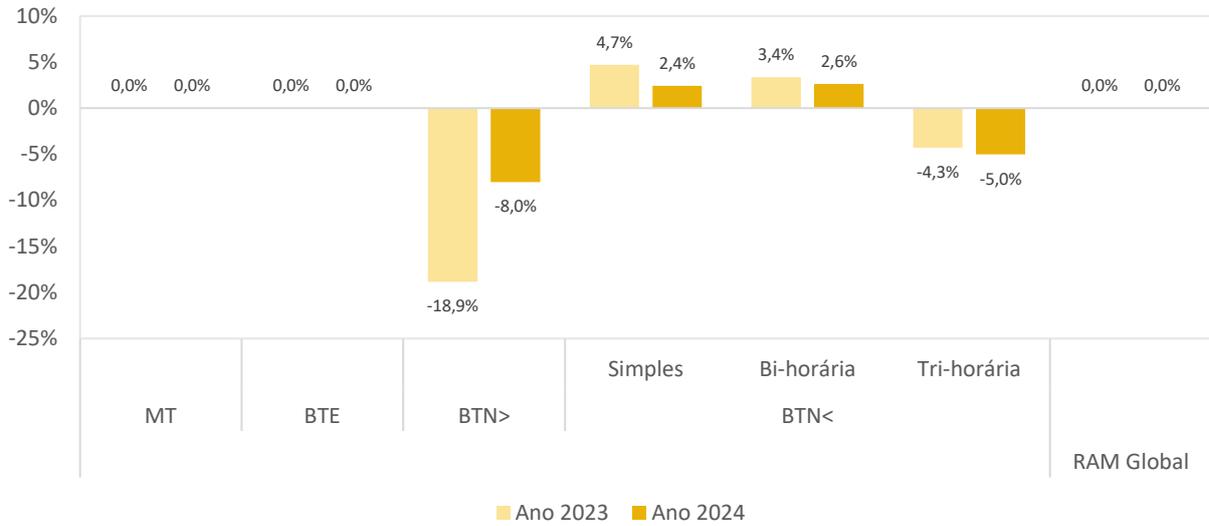
Figura 4-27 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no ano 2023 (valor médio do ano 2023, incluindo o efeito da atualização trimestral e da fixação excecional).

A Figura 4-28 apresenta a distância relativa da TVCFM face à tarifa aditiva, por nível de tensão e opção tarifária. No total da RAM, em MT e em BTE registam-se distâncias nulas, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a RAM e para MT e BTE. Por opção tarifária de BTN registam-se distâncias positivas e negativas, o que corresponde a tarifas de Venda a Clientes Finais acima e abaixo da tarifa aditiva em termos de preço médio, respetivamente.

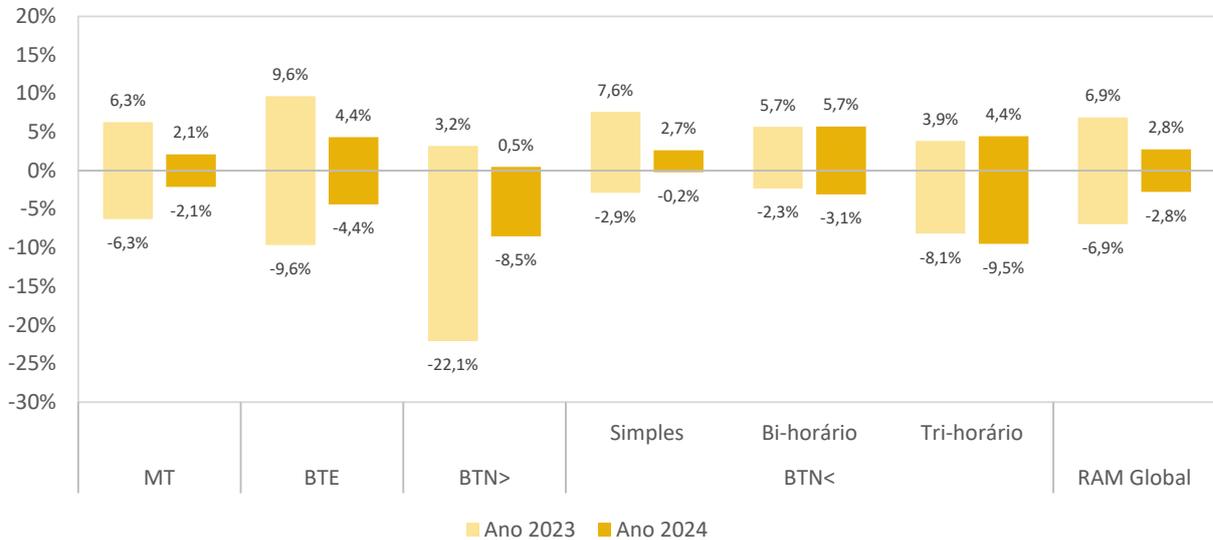
Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM



Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFM e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

A Figura 4-29 apresenta a decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva entre preços da TVCFM que estão acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da TVCFM que estão abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada opção tarifária a soma destes dois valores equivale necessariamente ao valor correspondente da Figura 4-28. Assim, a Figura 4-29 permite perceber se a falta de aditividade tarifária numa opção tarifária resulta exclusivamente de desvios nos preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e abaixo da tarifa aditiva.

Figura 4-29 - Decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva



Nota: Igual à figura anterior, mas separando em (1) casos com preços da TVCFM acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e em (2) casos com preços da TVCFM abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Logo, para cada opção tarifária a Figura 4-28 equivale à soma do valor positivo e valor negativo desta figura.

A figura permite concluir que no ano 2024 a existência de preços na TVCFM acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 2,8% dos proveitos a recuperar na RAM. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário devido a outros preços na TVCFM abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade tarifária da TVCFM em termos médios para a RAM. Em 2023 esta percentagem assumia um valor superior.

4.3.2 VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

Cada uma das seguintes páginas apresenta duas figuras distintas. A primeira figura apresenta, para cada variável de faturação, as variações percentuais da TVCFM e da tarifa aditiva no ano 2024, quando comparadas com a TVCFM em vigor em dezembro do ano anterior. A segunda figura apresenta, para cada variável de faturação, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável à TVCFA na RAM ⁶⁵ considera uma variação máxima por termo tarifário de -5,0%, -5,4% e +1,9%, respetivamente em MT, BTE e BTN. No caso de BTE e BTN, estes valores equivalem à variação tarifária média entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024 em cada grupo tarifário. Isto determina que todos os preços da TVCFM variem nessas mesmas percentagens nesses níveis de fornecimento. No caso de MT, variação tarifária média entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024 é de -14,5%. O critério adotado para a variação máxima por preço nos fornecimentos em MT visa acautelar que o preço de potência em horas de ponta da tarifa de Venda a Clientes Finais não seja inferior ao respetivo preço da tarifa de Acesso às Redes.

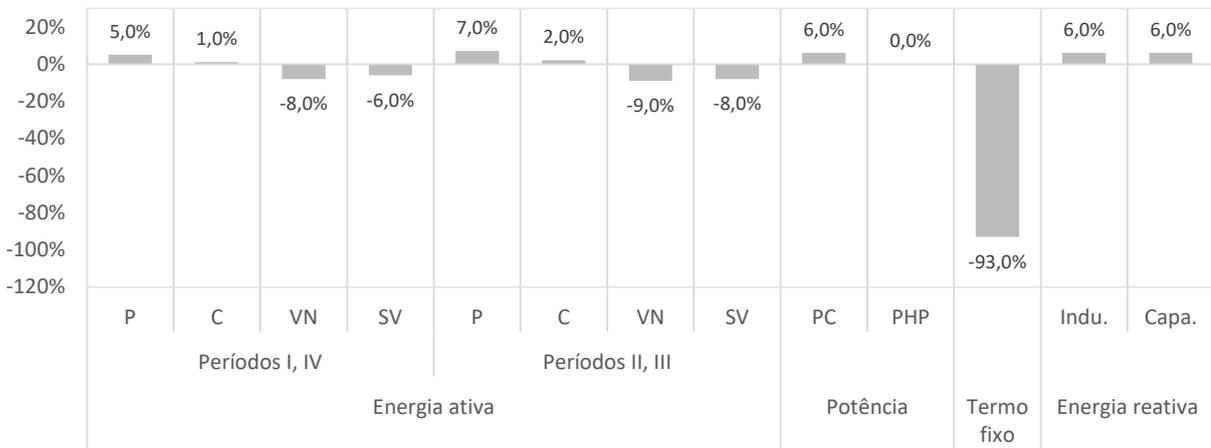
⁶⁵ Designado por «Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAM». Mecanismo previsto no Artigo 173.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento nº 828/2023, de 28 de julho.

Figura 4-30 - Variações dos preços da TVCFM em MT



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2023. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 100% na parte positiva.

Figura 4-31 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário



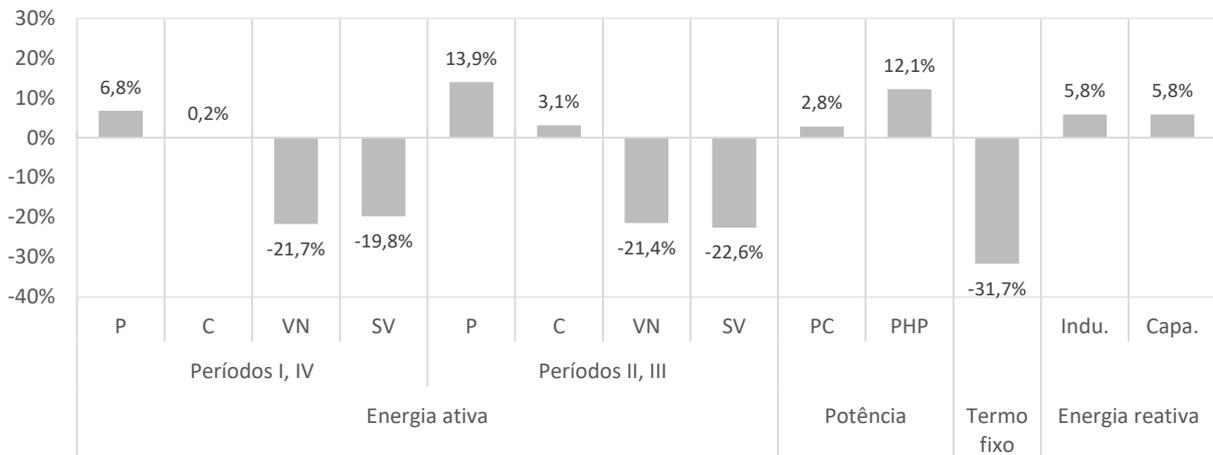
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-32 - Variações dos preços da TVCFM em BTE



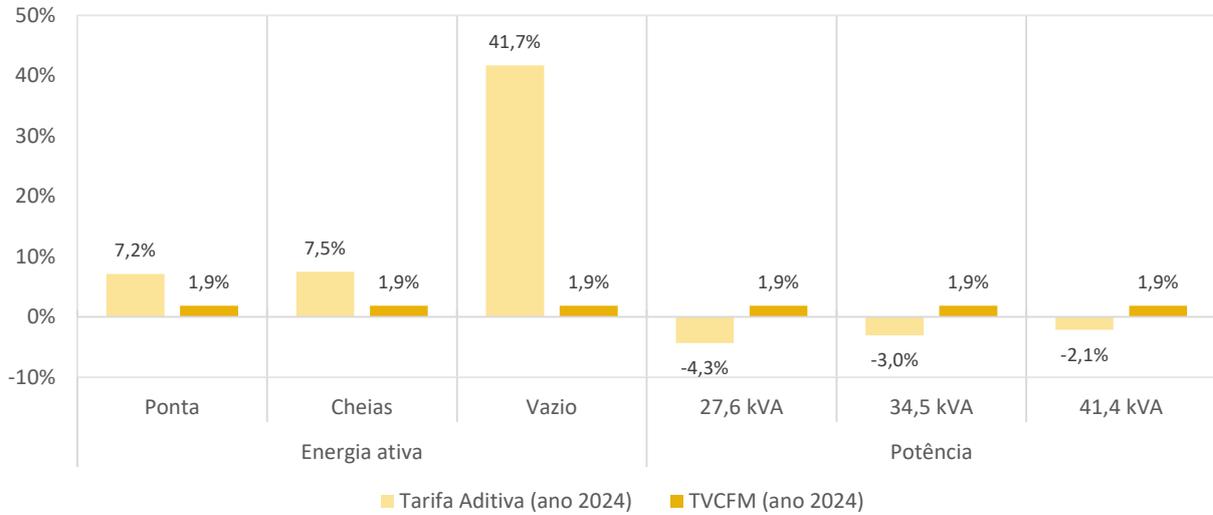
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2023.

Figura 4-33 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário



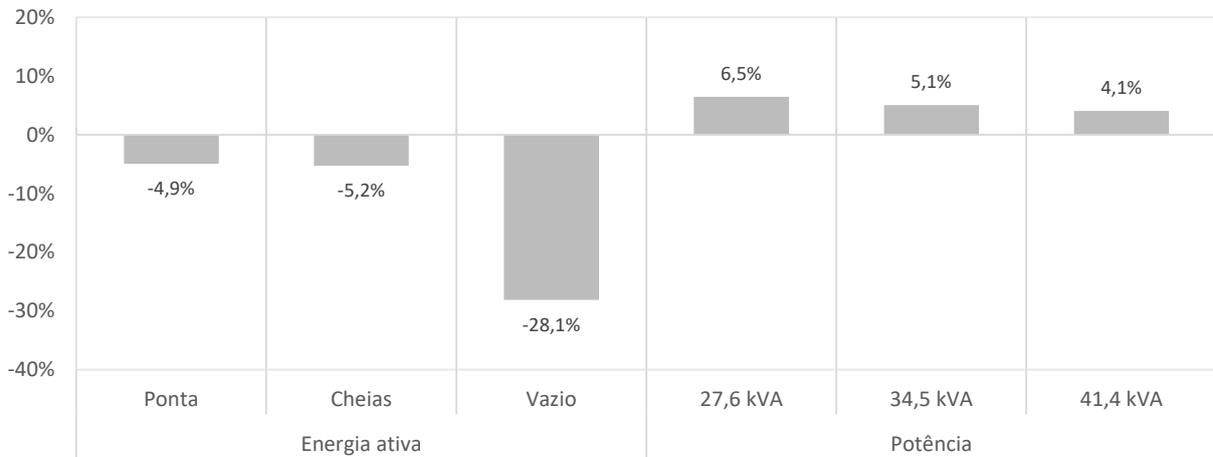
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-34 - Variações dos preços da TVCFM em BTN >



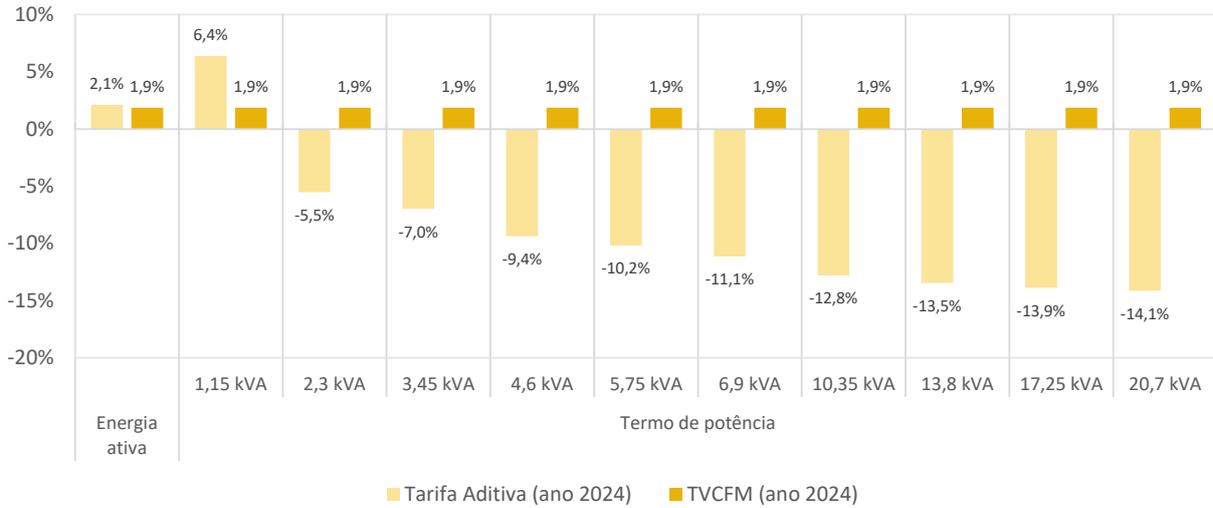
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2023.

Figura 4-35 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário



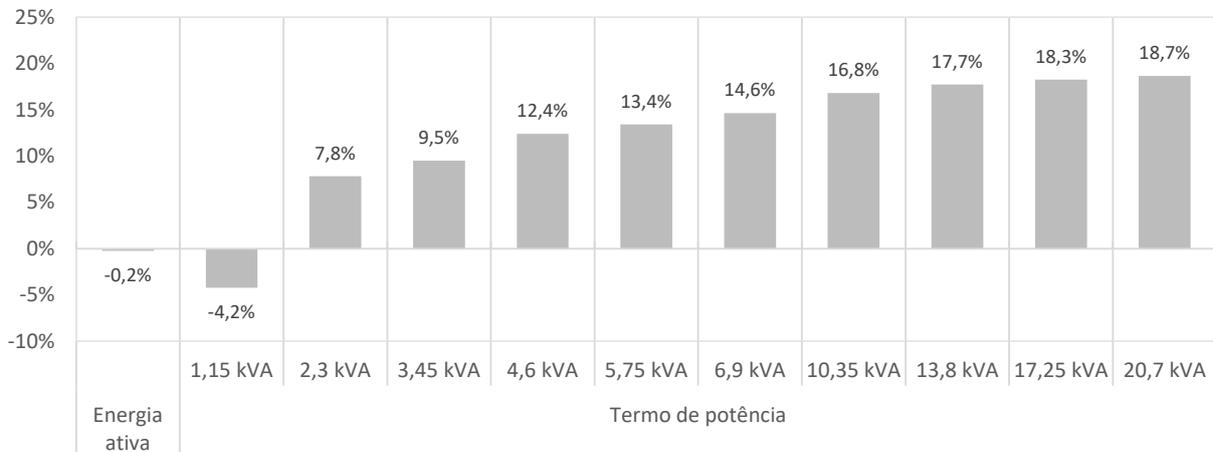
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-36 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (simples)



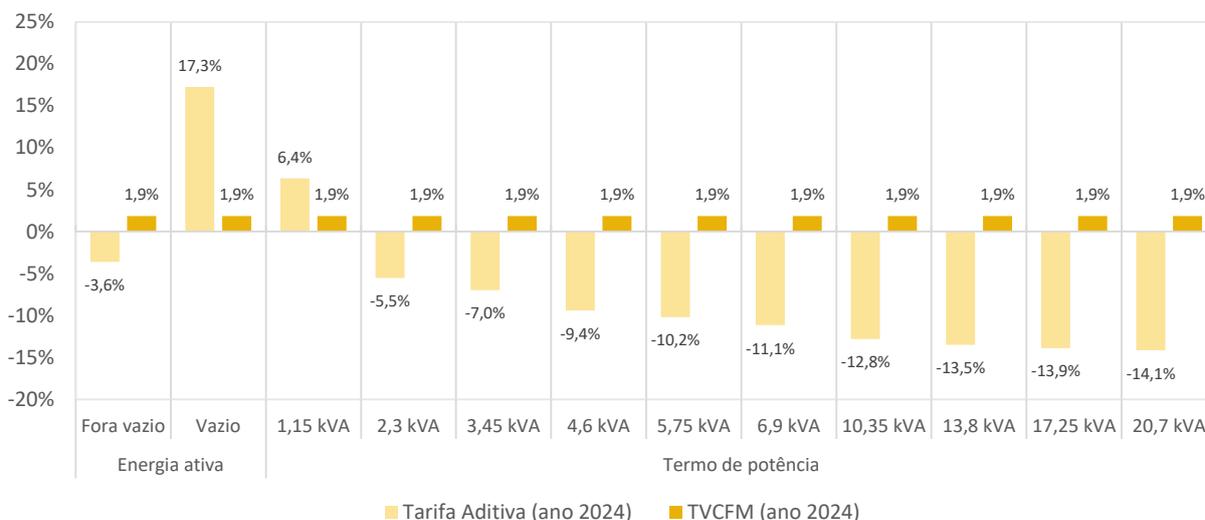
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2023. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-37 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário



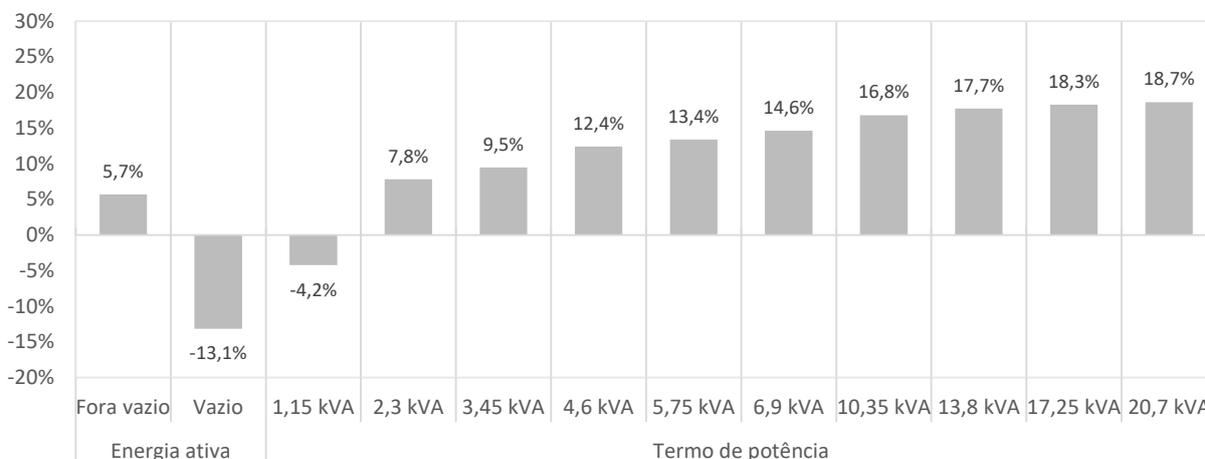
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-38 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (opção bi-horária)



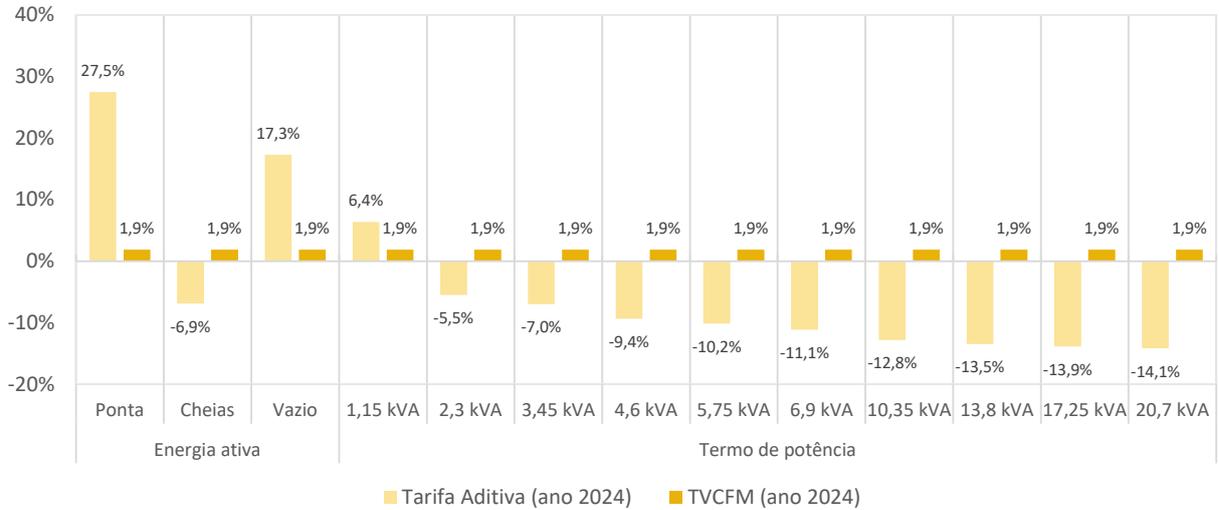
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2023. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-39 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário



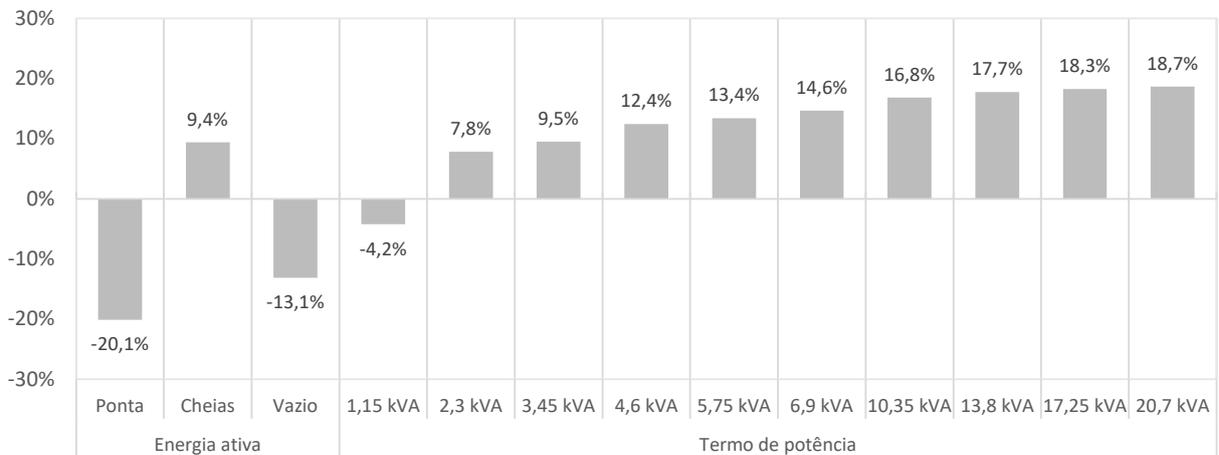
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-40 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (tri-horária)



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2023. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-41 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário



Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira, entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024.

Quadro 4-7- Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM

Variação por termo tarifário													
	Energia ativa								Potência		Termo fixo	Energia reativa	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
	Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio					
MT	-20,7%	-16,3%	-5,0%	-5,0%	-22,4%	-16,7%	-5,0%	-5,0%	-21,0%	-5,6%	-5,0%	-21,0%	-21,0%
BTE	-5,4%	-5,4%	-5,4%	-5,4%	-5,4%	-5,4%	-5,4%	-5,4%	-5,4%	-5,4%	-5,4%	-5,4%	-5,4%

Quadro 4-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAM

Variação por termo tarifário															
	Energia ativa			Potência contratada											
	<i>(por período horário)</i>			<i>(por escalão de potência contratada em kVA)</i>											
	Fora vazio		Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7	27,6	34,5
	Pontas	Cheias	Vazio												
BTN< Simples (≤ 2,3 kVA)	1,9%			1,9%	1,9%										
BTN< Simples (> 2,3 kVA)	1,9%					1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%		
BTN< Bi-horária	1,9%		1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%		
BTN< Tri-horária	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%		
BTN>	1,9%	1,9%	1,9%											1,9%	1,9%

5 PERÍODOS HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no Regulamento Tarifário são diferenciados por tipo de ciclo de contagem, em função do nível de tensão. Em 2018 a ERSE introduziu adicionalmente um ciclo de contagem semanal nas Regiões Autónomas para os consumidores em BTN ⁶⁶.

O conjunto de ciclos de contagem disponíveis em Portugal encontra-se no Quadro 5-1.

Quadro 5-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários

Portugal continental	Região Autónoma dos Açores	Região Autónoma da Madeira
Consumidores em MAT, AT e MT: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Semanal • Ciclo Semanal opcional 	Consumidores em MT e BTE: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Diário • Ciclo Diário opcional 	Consumidores em AT, MT e BTE: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Diário • Ciclo Diário opcional
Consumidores em BTE e BTN: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Semanal • Ciclo Diário 	Consumidores em BTN: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Semanal • Ciclo Diário 	Consumidores em BTN: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Semanal • Ciclo Diário

MAT – Muito Alta Tensão; AT – Alta Tensão; MT – Média Tensão; BTE – Baixa Tensão Especial e BTN – Baixa Tensão Normal.

O ciclo diário caracteriza-se por uma definição (duração e localização) dos períodos horários igual para todos os dias da semana, i.e., não é apresentada diferenciação entre os dias úteis e os fins-de-semana. Neste ciclo, apenas é considerada a distinção dos dois períodos de Hora Legal ⁶⁷ (Verão e Inverno).

O ciclo semanal caracteriza-se por uma definição dos períodos horários em três categorias: (i) os dias úteis, (ii) os sábados e os (iii) domingos. Inclui ainda a distinção dos dois períodos de Hora Legal (Verão e Inverno) para Portugal continental. Tendo em conta as especificidades das Regiões Autónomas os ciclos semanais em BTN das Regiões Autónomas diferenciam o período de junho a outubro do período de novembro a maio.

⁶⁶ Esta decisão encontra-se justificada num estudo que acompanha a decisão de tarifas e preços do setor elétrico para o ano 2018.

⁶⁷ A Hora Legal para Portugal continental é definida pelo Decreto-Lei n.º 17/96, de 8 de março. Para a região autónoma da Madeira define o Decreto-Legislativo Regional n.º 6/96/M, de 25 de junho e para a região autónoma dos Açores o Decreto-Legislativo Regional n.º 16/96/A, de 1 de agosto.

Os consumidores de energia elétrica em MAT, AT e MT em Portugal continental podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional. Os consumidores de energia elétrica em MT nas Regiões Autónomas podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo diário e o ciclo diário opcional.

No ciclo semanal os feriados nacionais são considerados como períodos de vazio nas opções tetra-horárias de MAT, AT e MT (ciclo semanal com feriados).

O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio. O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e de cheias.

Para Portugal continental o Regulamento Tarifário define a duração dos períodos horários para o ciclo diário (Quadro 5-2) e o ciclo semanal (Quadro 5-3).

Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal continental

Ciclo diário em Portugal continental			
Hora legal de Inverno		Hora legal de Verão	
Ponta	4h/dia	Ponta	4h/dia
Cheias	10h/dia	Cheias	10h/dia
Vazio Normal	6h/dia	Vazio Normal	6h/dia
Super Vazio	4h/dia	Super Vazio	4h/dia

Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental

Ciclo semanal em Portugal continental			
Hora legal de Inverno		Hora legal de Verão	
Segunda a Sexta-feira		Segunda a Sexta-feira	
Ponta	5h/dia	Ponta	3h/dia
Cheias	12h/dia	Cheias	14h/dia
Vazio Normal	3h/dia	Vazio Normal	3h/dia
Super Vazio	4h/dia	Super Vazio	4h/dia
Sábados		Sábados	
Cheias	7h/dia	Cheias	7h/dia
Vazio Normal	13h/dia	Vazio Normal	13h/dia
Super Vazio	4h/dia	Super Vazio	4h/dia
Domingos		Domingos	
Vazio Normal	20h/dia	Vazio Normal	20h/dia
Super Vazio	4h/dia	Super Vazio	4h/dia

Relativamente às Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), o Regulamento Tarifário define a duração dos períodos horários para o ciclo diário (Quadro 5-4), caracterizado de forma análoga ao seu equivalente de Portugal continental.

Quadro 5-4 - Ciclo diário na RAA e na RAM

Ciclo diário na RAA e RAM			
Hora legal de Inverno		Hora legal de Verão	
Ponta	4h/dia	Ponta	4h/dia
Cheias	10h/dia	Cheias	10h/dia
Vazio Normal	6h/dia	Vazio Normal	6h/dia
Super Vazio	4h/dia	Super Vazio	4h/dia

Em função da introdução em 2018 de um ciclo de contagem semanal em BTN nas Regiões Autónomas, cujas durações diárias não se encontram ainda previstas no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, a ERSE mantém em 2024 a utilização das durações apresentadas no Quadro 5-5.

Quadro 5-5 - Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM

Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM			
Aplicável de junho a outubro, inclusive		Aplicável de novembro a maio, inclusive	
Segunda a Sexta-feira		Segunda a Sexta-feira	
Ponta	5h/dia	Ponta	3h/dia
Cheias	12h/dia	Cheias	14h/dia
Vazio	7h/dia	Vazio	7h/dia
Sábados		Sábados	
Cheias	7h/dia	Cheias	7h/dia
Vazio	17h/dia	Vazio	17h/dia
Domingos		Domingos	
Vazio	24h/dia	Vazio	24h/dia

A localização horária dos períodos tarifários foi determinada de modo a maximizar-se a eficiência dos sinais preço, quer das tarifas de acesso às redes, quer das tarifas de energia. Os estudos sobre a localização dos períodos tarifários determinaram a aprovação de diversas tipologias de ciclos de contagem, quer com estrutura semanal, quer com estrutura diária para os diversos níveis de tensão. Em algumas situações oferecem-se períodos horários alternativos na medida em que ambas as soluções permitem assegurar a transmissão de sinais económicos eficientes. Considera-se que qualquer modificação dos períodos horários em vigor deverá ser precedida de estudos que demonstrem a sua valia económica.

Adicionalmente, em 2024 inicia-se a aplicação da nova opção tarifária na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, em Portugal continental, conforme a revisão regulamentar aprovada no contexto da Consulta Pública da ERSE n.º 101. Os mapas horários terão uma estrutura com um ciclo de contagem semanal, diferenciando as durações por tipo de dia e por época. Esta estrutura segue o estabelecido pela ERSE na Diretiva n.º 6/2018, de 27 de fevereiro, para o projeto-piloto. Adotam-se os termos de Época Alta, Época Média e Época Baixa para designar os três intervalos no qual será dividido cada ano.

Quadro 5-6 - Ciclo semanal da nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT

		Época Alta	Época Média	Época Baixa
Dias úteis	Horas de ponta	5 horas/dia	5 horas/dia	3 horas/dia
	Horas cheias	12 horas/dia	12 horas/dia	14 horas/dia
	Horas de vazio normal	3 horas/dia	3 horas/dia	3 horas/dia
	Horas de super vazio	4 horas/dia	4 horas/dia	4 horas/dia
Sábados, domingos, e feriados	Horas de ponta	–	–	–
	Horas cheias	3 horas/dia	3 horas/dia	3 horas/dia
	Horas de vazio normal	17 horas/dia	17 horas/dia	17 horas/dia
	Horas de super vazio	4 horas/dia	4 horas/dia	4 horas/dia

Os períodos horários concretos destes diferentes casos encontram-se resumidos nas seções seguintes.

5.1 PORTUGAL CONTINENTAL

Para as tarifas de acesso às redes em MAT, AT e MT em Portugal continental aplica-se o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional. Em BTE e BTN aplica-se o ciclo semanal e o ciclo diário.

Os períodos horários destes ciclos de contagem estão reunidos do Quadro 5-7 ao Quadro 5-9.

No caso da opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT os períodos horários encontram-se no Quadro 5-10.

Quadro 5-7 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2024

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Quadro 5-8 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2024

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Quadro 5-9 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2024

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

concelhos pelas seis áreas de rede apresentadas pela E-Redes, as quais coincidem com as utilizadas no projeto-piloto, e que constam da proposta de manual, referido no art.º 35.º do RT, enviado à ERSE.

5.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Aos clientes em MT e BTE na Região Autónoma dos Açores aplica-se o ciclo de contagem diário e o ciclo diário opcional. Para os clientes em BTN aplica-se o ciclo diário e o ciclo semanal.

Os períodos horários destes ciclos de contagem estão reunidos do Quadro 5-12 ao Quadro 5-14.

Quadro 5-12 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2024

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.00 h 17.30/20.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.00/17.30 h 20.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

Quadro 5-13 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2024

Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	17.00/21.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/17.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

Quadro 5-14 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2024

Ciclo semanal para BTN na RAA			
Aplicável de junho a outubro, inclusive		Aplicável de novembro a maio, inclusive	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	10.30/15.30 h	Ponta:	18.30/21.30 h
Cheias:	07.00/10.30 h 15.30/24.00 h	Cheias:	07.00/18.30 h 21.30/24.00 h
Vazio:	00.00/07.00 h	Vazio:	00.00/07.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	11.00/14.30 h 19.30/23.00 h	Cheias:	11.30/13.30 h 18.00/23.00 h
Vazio:	00.00/11.00 h 14.30/19.30 h 23.00/24.00 h	Vazio:	00.00/11.30 h 13.30/18.00 h 23.00/24.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio:	00.00/24.00 h	Vazio:	00.00/24.00 h

5.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Aos clientes em AT, MT e BTE na Região Autónoma da Madeira aplica-se o ciclo de contagem diário e o ciclo diário opcional. Para os clientes em BTN aplica-se o ciclo diário e o ciclo semanal.

Quadro 5-15 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2024

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	10.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/10.30 h 12.00/18.30 h 21.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

Quadro 5-16 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2024

Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	18.00/22.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/18.00 h 22.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

Quadro 5-17 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2024

Ciclo semanal para BTN na RAM			
Aplicável de junho a outubro, inclusive		Aplicável de novembro a maio, inclusive	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	11.00/14.00 h 20.00/22.00 h	Ponta:	19.00/22.00 h
Cheias:	07.00/11.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	07.00/19.00 h 22.00/24.00 h
Vazio:	00.00/07.00 h	Vazio:	00.00/07.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	11.00/14.30 h 19.30/23.00 h	Cheias:	11.30/14.00 h 18.00/22.30 h
Vazio:	00.00/11.00 h 14.30/19.30 h 23.00/24.00 h	Vazio:	00.00/11.30 h 14.00/18.00 h 22.30/24.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio:	00.00/24.00 h	Vazio:	00.00/24.00 h

6 ANÁLISE DE PREÇOS NO MERCADO RETALHISTA DE ELETRICIDADE

6.1 ANÁLISE DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Neste capítulo são analisados os preços médios faturados em Portugal continental que resultam da informação enviada pelos comercializadores que atuam no mercado retalhista de eletricidade (nos termos do Despacho n.º 18637/2010), no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. A análise de preços abrange o período entre o 1.º trimestre de 2018 e o 3.º trimestre de 2023.

Tratando-se de informação sobre preços faturados, esta integra todas as ofertas comerciais da carteira de cada comercializador, ou seja, incorpora informação de preços, quer dos contratos históricos, quer dos novos contratos de cada comercializador.

É considerada a informação relativa a preços, sem impostos (IVA) e sem taxas, praticados pela totalidade dos comercializadores a atuar no mercado retalhista de eletricidade, incluindo o comercializador de último recurso retalhista⁶⁸.

6.1.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS

Na Figura 6-1 apresenta-se a evolução dos preços médios faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de tensão⁶⁹.

Na Figura 6-2 faz-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios faturados para o segmento doméstico (BTN Dom) e para o segmento não doméstico (MAT, AT, MT, BTE e BTN NDom).

⁶⁸ Por comercializador de último recurso (CUR) entende-se a SU Eletricidade. Não integra informação dos CUR a atuar exclusivamente em BT.

⁶⁹ Na informação enviada pelos comercializadores de mercado os preços para os níveis de tensão MAT e AT vêm agregados.

Figura 6-1 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão

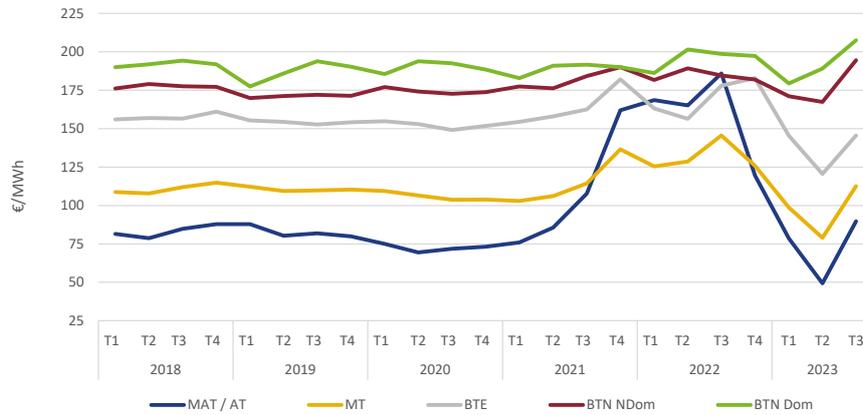
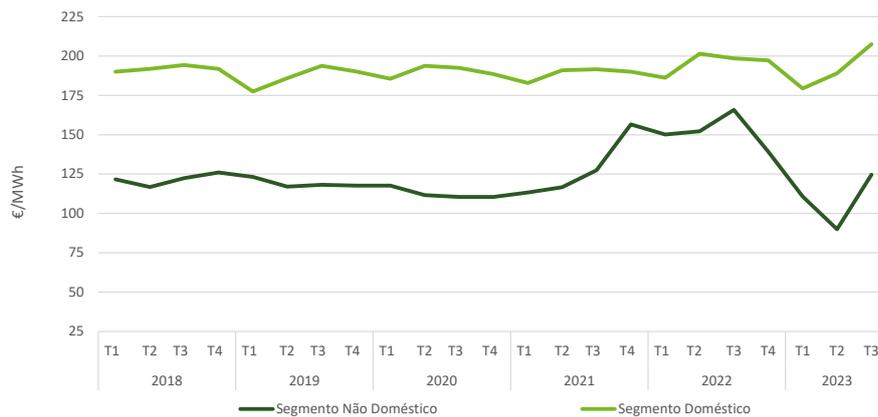


Figura 6-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



Os preços médios faturados dos vários níveis de tensão apresentam um valor relativamente estável até meados do ano de 2021. No 3.º e 4.º trimestres de 2021 verifica-se um aumento generalizado dos preços para os consumidores não domésticos, sendo este aumento mais significativo nos níveis de tensão MAT/AT, devido a uma maior indexação de preços ao mercado grossista no segmento de consumidores que se encontram nestes níveis de tensão.

No 1.º trimestre de 2022 os preços médios faturados apresentam uma descida, mais acentuada para os clientes não domésticos, devida à redução significativa das tarifas de Acesso às Redes ocorrida em janeiro, com exceção dos clientes MAT/AT onde os preços continuam a sua trajetória ascendente.

No 2.º trimestre de 2022 assiste-se a um incremento dos preços médios faturados nos clientes do segmento doméstico e do segmento não doméstico, com exceção dos clientes MAT/AT.

A partir do 3.º trimestre de 2022, e até ao 2.º trimestre de 2023, verifica-se uma descida dos preços faturados nos diferentes segmentos, com valores muito próximos ou até mais baixos do que os preços registados até meados de 2021, quando se começou a sentir o impacto da subida dos custos de aprovisionamento de eletricidade. Esta trajetória descendente está em linha com a acentuada descida das tarifas de Acesso às Redes, em julho de 2022 e em janeiro de 2023.

No 3.º trimestre de 2023 verifica-se um aumento dos preços faturados para todos os segmentos de clientes, face a trimestre anterior, sendo este aumento mais significativo nos clientes em MAT/AT (+82%) e nos clientes em MT (+42%). Tal situação poderá ser explicada pelo aumento das tarifas de Acesso às Redes que ocorreu em julho de 2023, uma vez que a descida de preços de energia no mercado grossista já tinha sido refletida no trimestre anterior.

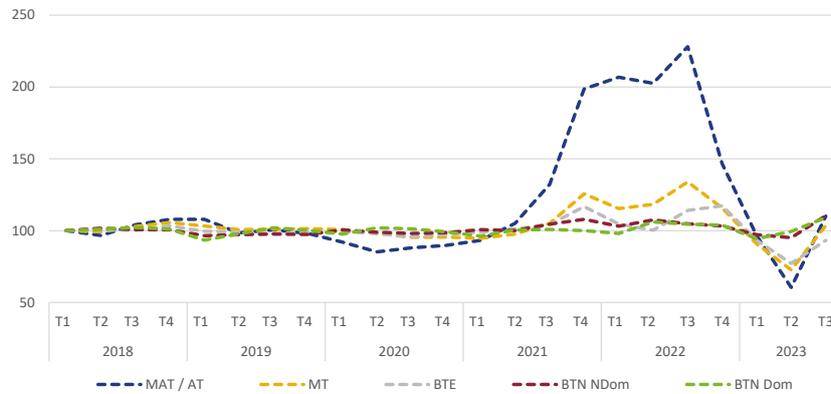
Na Figura 6-3 e na Figura 6-4 é efetuada uma análise à variação relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base o 1.º trimestre de 2018 (Base = 100).

Da análise verifica-se que são os clientes MAT/AT que apresentam uma maior variabilidade nos preços médios faturados, com um nível de preços no 3.º trimestre de 2022 superior ao dobro dos preços faturados no 1.º trimestre de 2018. Nos restantes níveis de tensão a variação de preços não é tão acentuada, apresentando valores mais estáveis para os clientes BTN.

No 2.º trimestre de 2023, para o segmento não doméstico, verifica-se que o nível de preços médios faturados apresenta valores abaixo dos preços verificados no 1.º trimestre de 2018. No 3.º trimestre de 2023 o nível de preços deste segmento volta a aproximar-se dos preços verificados no 1.º trimestre de 2018.

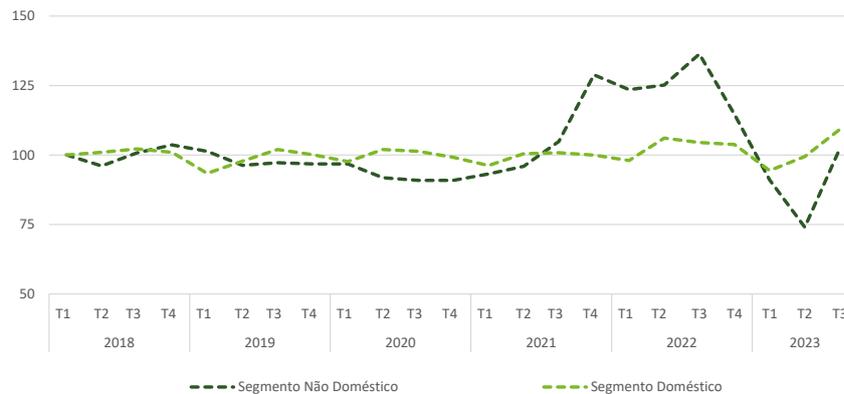
No segmento doméstico o nível de preços no 2.º trimestre de 2023 é praticamente igual ao nível de preços do 1.º trimestre de 2018. No 3.º trimestre de 2023 atinge um diferencial máximo, com preços cerca de 10% acima dos verificados no 1.º trimestre de 2018.

Figura 6-3 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2018 (base = 100).

Figura 6-4 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2018 (base = 100).

6.1.2 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS NO MERCADO REGULADO E NO MERCADO LIVRE

À semelhança da análise efetuada no capítulo 6.1.1, na Figura 6-5 apresenta-se a evolução dos preços médios finais faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de tensão, com uma separação entre os preços do Mercado Regulado e do Mercado Livre.

No Mercado Regulado não se apresentam os preços para os níveis de tensão para os quais a tarifa transitória se encontra extinta: BTE a partir do T1 2023 e MT a partir do T1 2022. Para todo o período em

análise, por questões de sensibilidade da informação em resultado do reduzido número de clientes existentes nestes níveis de tensão, não se apresentam os preços para MAT/AT.

Na Figura 6-6 faz-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios finais faturados para o segmento doméstico (BTN Dom) e para o segmento não doméstico (MAT, AT, MT, BTE e BTN NDom), com uma análise separada do Mercado Regulado e do Mercado Livre.

Os valores de preços médios ilustrados nas figuras seguintes não são diretamente comparáveis, devido às diferenças existentes ao nível da estrutura de clientes e de consumos no Mercado Livre e no Mercado Regulado. Este último caracteriza-se por um reduzido número de clientes, em particular no segmento não doméstico, e por clientes com consumos médios mais baixos do que no Mercado Livre.

Figura 6-5 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão

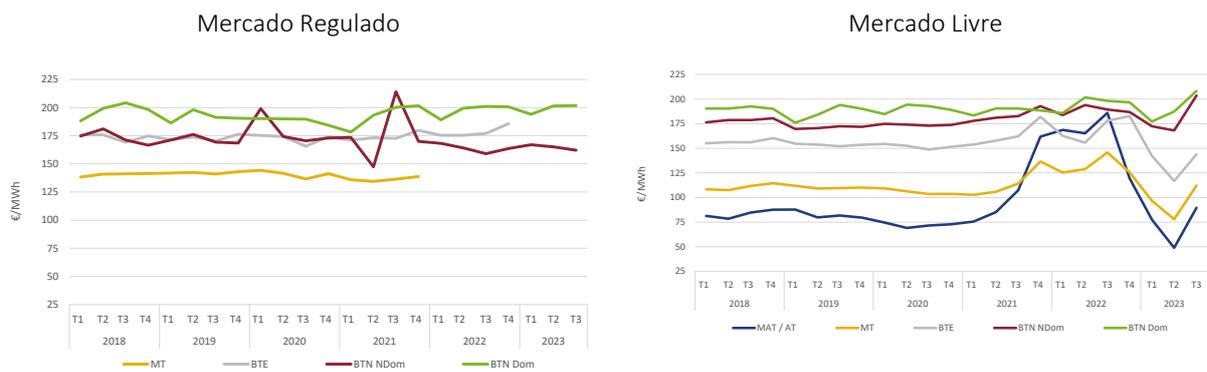
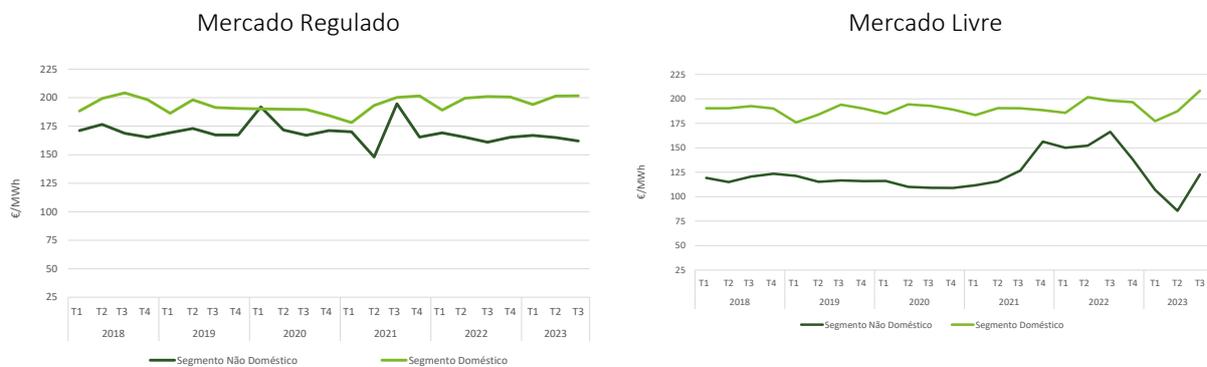


Figura 6-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



No Mercado Regulado verifica-se uma tendência de redução dos preços médios faturados até ao 1.º trimestre de 2021. A partir do 2.º trimestre de 2021 há uma tendência de subida dos preços médios faturados, para ambos os segmentos.

Salienta-se que a movimentação de clientes tem implicações na estrutura dos consumos, podendo ter um impacto muito significativo nos preços médios faturados do Mercado Regulado, onde o número de clientes é bastante reduzido. Adicionalmente, a pandemia de COVID-19 também poderá ter contribuído para acentuar as referidas alterações de estrutura, como se verifica nas oscilações de preços na BTN NDom.

No Mercado Livre existe uma maior estabilidade de preços até final do ano 2020, sendo que a partir de meados de 2021 se verifica um acréscimo dos preços no segmento não doméstico, mais acentuado nos clientes de maior consumo de eletricidade (MAT/AT).

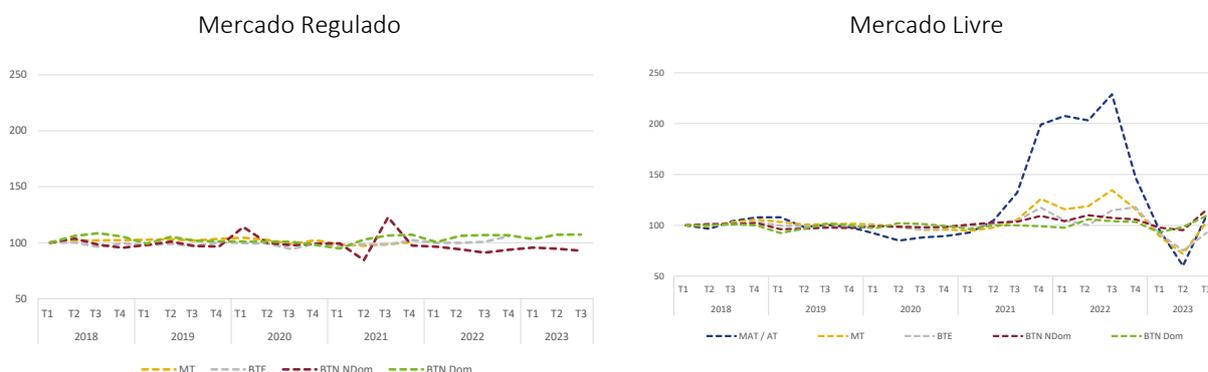
Tendo em consideração a trajetória ascendente do custo de aprovisionamento de eletricidade nos mercados Spot e de Futuros, desde meados de 2021, podemos verificar que a repercussão deste aumento se faz notar de uma forma mais rápida no Mercado Livre e no segmento não doméstico, onde prevalecem os contratos com uma maior componente de indexação de preços dos clientes aos custos de eletricidade nos mercados grossistas.

A partir do 3.º trimestre de 2022 é notória a trajetória descendente dos preços médios faturados no Mercado Livre, sendo esta descida mais acentuada nos clientes MAT/AT e MT. Importa uma vez mais destacar o impacto da acentuada descida das tarifas de Acesso às Redes, em julho de 2022 e em janeiro de 2023.

No 3.º trimestre de 2023 verifica-se um aumento dos preços nos clientes do Mercado Livre, para todos os níveis de tensão, resultado do aumento das tarifas de Acesso às Redes verificado em julho de 2023.

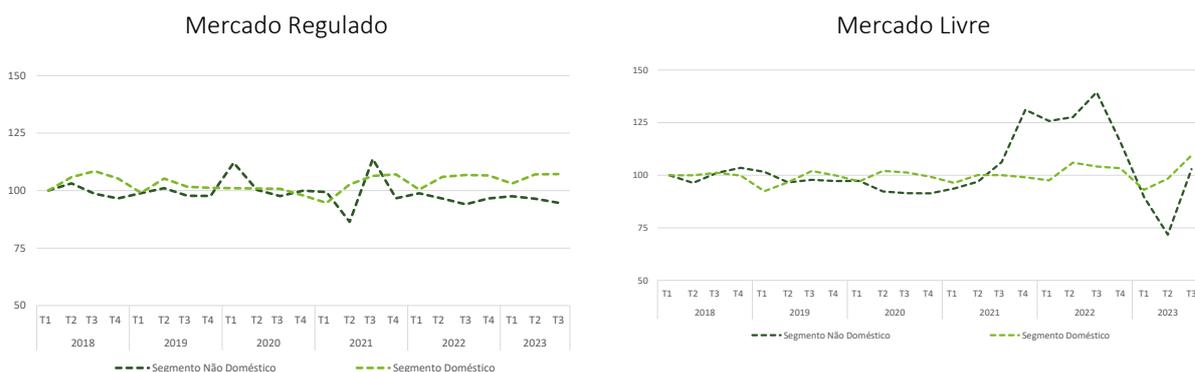
Na Figura 6-7 e na Figura 6-8 apresenta-se a evolução relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base os preços do 1.º trimestre de 2018 (Base = 100).

Figura 6-7 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2018 (base = 100).

Figura 6-8 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2018 (base = 100).

Da análise das figuras evidencia-se a trajetória descendente de preços médios faturados no Mercado Regulado até ao início de 2021. A partir do 1.º trimestre de 2021 verifica-se uma subida do nível de preços do segmento doméstico, face aos valores registados no 1.º trimestre de 2018, e o mesmo acontece para o segmento não doméstico, a partir do 2.º trimestre de 2021. Durante o ano de 2022 assiste-se a uma subida dos preços médios faturados nos clientes do segmento doméstico e uma descida dos preços médios faturados do segmento não doméstico.

No 1.º trimestre de 2023 os preços faturados no Mercado Regulado apresentam uma tendência decrescente em ambos os segmentos de consumo, sendo que no 2.º trimestre de 2023 os preços voltam a subir para o segmento doméstico. Importa uma vez mais reforçar que a movimentação de clientes tem

implicações na estrutura dos consumos, podendo ter um impacto muito significativo nos preços médios faturados do Mercado Regulado, onde o número de clientes é bastante reduzido.

No Mercado Livre verifica-se uma variação praticamente nula dos preços médios faturados ao longo do período analisado, para o segmento doméstico. No segmento não doméstico a trajetória ascendente de preços traduz-se no 3.º trimestre de 2022 num nível de preços correspondente a cerca de 140% dos preços médios faturados no 1.º trimestre de 2018.

No 2.º trimestre de 2023, depois de uma descida muita acentuada dos preços faturados em MAT/AT e MT, o nível de preços faturados no segmento não doméstico corresponde a cerca de 75% dos preços médios faturados no 1.º trimestre de 2018.

No 3.º trimestre de 2023 o nível de preços do segmento não doméstico volta a subir, com valores praticamente iguais aos preços verificados no 1.º trimestre de 2018. Por outro lado, no segmento doméstico verifica-se o nível de preços mais elevado do período em análise.

6.2 ANÁLISE DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Neste capítulo são analisados os preços médios faturados nas Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), que resultam da informação enviada pelos comercializadores de último recurso que atuam no mercado retalhista de eletricidade (nos termos do Despacho n.º 18637/2010), no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. A análise de preços abrange o período entre o 1.º trimestre de 2018 e o 3.º trimestre de 2023.

É considerada a informação relativa a preços, sem impostos (IVA) e sem taxas, faturados pelos comercializadores de último recurso a atuar em cada uma das regiões autónomas.

Na Figura 6-9 apresenta-se a evolução dos preços médios faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de tensão, na RAA e na RAM. Na Figura 6-10 apresenta-se a evolução dos preços médios faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os segmentos de clientes doméstico e não doméstico, na RAA e na RAM.

Figura 6-9 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão

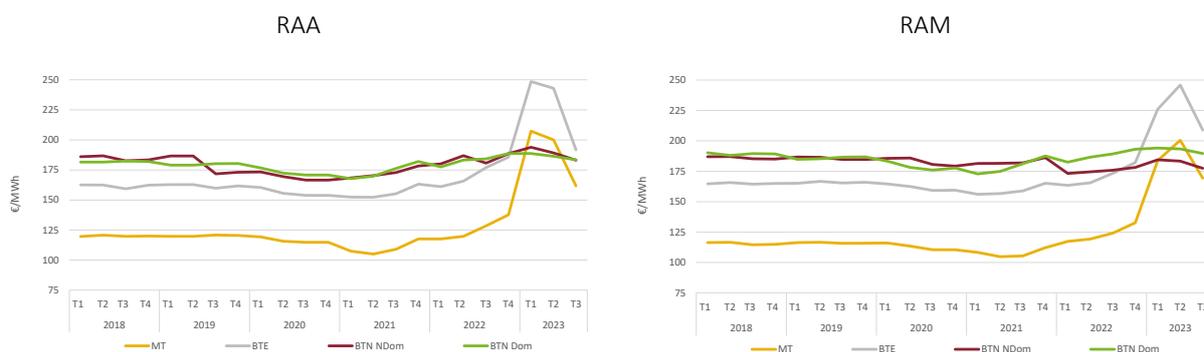
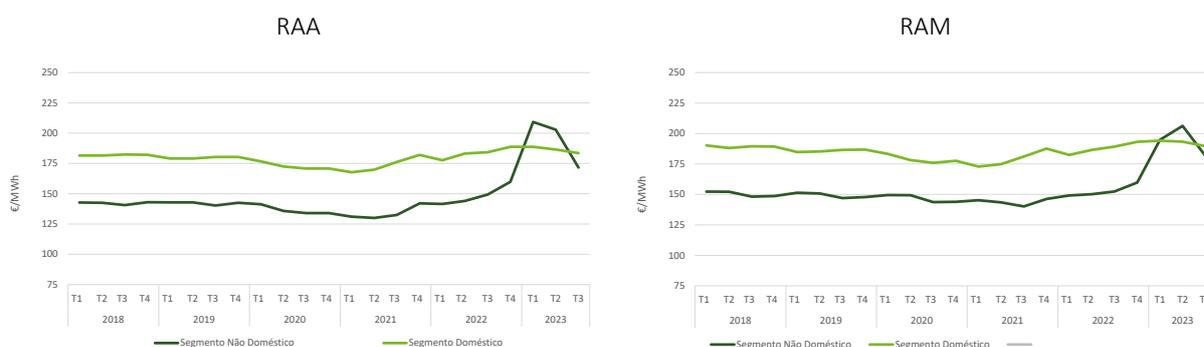


Figura 6-10 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



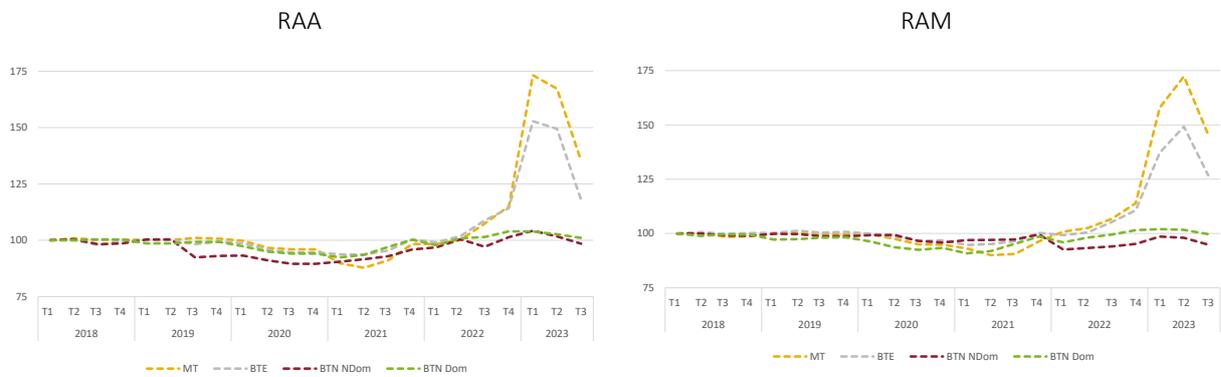
Os preços médios faturados dos vários níveis de tensão apresentam uma tendência de decréscimo até meados do ano de 2021, em ambas as regiões autónomas. A partir do 3.º trimestre de 2021 os preços faturados aos clientes apresentam um aumento generalizado, sendo este aumento mais significativo nos clientes do segmento não doméstico, em MT e BTE.

No 2.º trimestre de 2023 verifica-se na RAA uma descida dos preços faturados para ambos os segmentos de clientes, sendo essa descida mais acentuada nos clientes não domésticos em MT e BTE. Na RAM esta descida de preços no 2.º trimestre de 2023 apenas se verifica nos clientes BTN do segmento doméstico e não doméstico. Apesar da atualização da Tarifa de Energia no 2.º trimestre de 2023, com um impacto direto nas tarifas reguladas de venda a clientes finais, esta descida não se repercutiu de imediato nos clientes de maior dimensão em MT e BTE.

No 3.º trimestre de 2023 assiste-se a uma diminuição generalizada dos preços faturados no segmento doméstico e no segmento não doméstico, em ambas as Regiões Autónomas. Esta situação resulta de uma atualização da tarifa de Energia e da tarifa de Acesso às Redes que se traduziu numa descida da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA e na RAM, em julho de 2023.

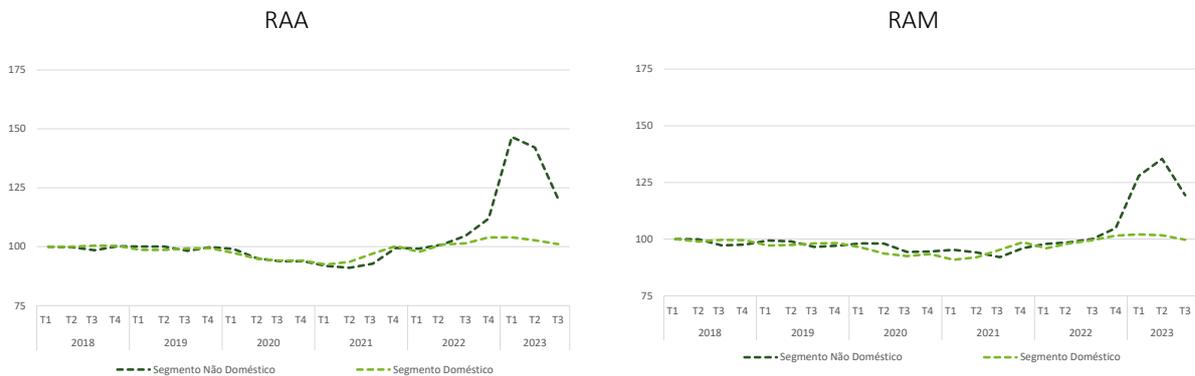
Na Figura 6-11 e na Figura 6-12 é efetuada uma análise à variação relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base o 1.º trimestre de 2018 (Base = 100).

Figura 6-11 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2018 (base = 100).

Figura 6-12 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2018 (base = 100).

Da análise verifica-se que são os clientes MT que apresentam uma maior variabilidade nos preços médios faturados, em ambas as regiões autónomas, com um nível de preços no 2.º trimestre de 2023 175% superior aos preços faturados no 1.º trimestre de 2018. Nos restantes níveis de tensão a variação de preços não é tão acentuada, apresentando valores mais estáveis para os clientes BTN, quer do segmento doméstico quer do segmento não doméstico.

No 3.º trimestre de 2023 o nível de preços na RAA e na RAM, para ambos os segmentos de clientes volta a descer, sendo essa descida muito acentuada no segmento não doméstico, o que está em linha com a descida das tarifas de Venda a Clientes Finais em ambas as Regiões Autónomas, tendo sido essa descida mais acentuada nos níveis de tensão MT e BTE.

6.3 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO EM BTN

De seguida caracterizam-se as ofertas comerciais de eletricidade no simulador de preços de energia ⁷⁰, disponíveis para novas adesões, de acordo com a informação do 4.º trimestre de 2023 ⁷¹. A comparação das ofertas em termos de fatura anual inclui as taxas e impostos aplicáveis ⁷².

Na análise são consideradas as ofertas de eletricidade (apenas eletricidade) e as ofertas duais (eletricidade e gás natural), não sendo consideradas as ofertas que incluem serviços adicionais obrigatórios (por exemplo, serviços de assistência técnica e diagnósticos energéticos).

A análise é feita para três consumidores tipo no fornecimento de eletricidade e de gás natural, representativos do segmento residencial:

⁷⁰ O simulador de preços de energia da ERSE compara as ofertas comerciais para os consumidores de eletricidade em Baixa Tensão Normal (potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA) e de gás natural em Baixa Pressão (consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³) em Portugal continental.

⁷¹ Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a quarta semana de novembro de 2023.

⁷² Contribuição para o Audiovisual (CAV), Imposto Especial de Consumo de eletricidade (IEC) e Imposto sobre o valor acrescentado (IVA), para a eletricidade, e Imposto Especial de Consumo de gás natural combustível e IVA, para o gás natural.

	Consumidor tipo 1	Consumidor tipo 2	Consumidor tipo 3
Eletricidade 	 <p>Casal sem filhos consumo anual: 1 900 kWh, consumo em vazio 40% potência contratada 3,45 kVA</p>	 <p>Casal com dois filhos consumo anual 5 000 kWh consumo em vazio 40% potência contratada 6,9 kVA</p>	 <p>Casal com quatro filhos consumo anual 10 900 kWh consumo em vazio 40% potência contratada 13,8 kVA</p>
Gás natural 	 <p>Casal sem filhos e sem aquecimento central consumo anual: 138 m³</p>	 <p>Casal dois com filhos e sem aquecimento central consumo anual: 292 m³</p>	 <p>Casal com quatro filhos e com aquecimento central consumo anual: 640 m³</p>

6.3.1 OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE NO 4.º TRIMESTRE DE 2023

A análise efetuada inclui a totalidade das ofertas comerciais, ou seja, para além das ofertas padrão (sem qualquer tipo de restrição), inclui as ofertas condicionadas (com condições contratuais que condicionam a subscrição ao público em geral, como por exemplo as ofertas que obrigam ao estabelecimento de parcerias com outras instituições ou as ofertas que obrigam ao cumprimento de outras condições).

Abrange ainda ofertas com fidelização (obrigam à permanência durante um período previamente estabelecido, com a existência de penalizações no caso de saída antecipada), ofertas indexadas (ofertas com mecanismos de indexação de preços aos mercados de energia grossistas) e ofertas para novos clientes (ofertas cujas condições de preço e condições comerciais apenas se aplicam a clientes que são contratados pela primeira vez pelo comercializador). Não são consideradas as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

Os preços das ofertas indexadas, ao estarem dependentes dos preços observados nos mercados Spot (OMIE/MIBGAS), podem apresentar grande oscilação de preços nas faturas dos consumidores. Para estas ofertas e para efeitos da estimativa da fatura anual de eletricidade, o preço de energia é determinado através do preço médio dos produtos futuros (OMIP) para os próximos 12 meses.

6.3.1.1 OFERTAS DE ELETRICIDADE ⁷³

Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 15 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da GoldEnergy (Monoelétrico ACP 24) com

⁷³ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

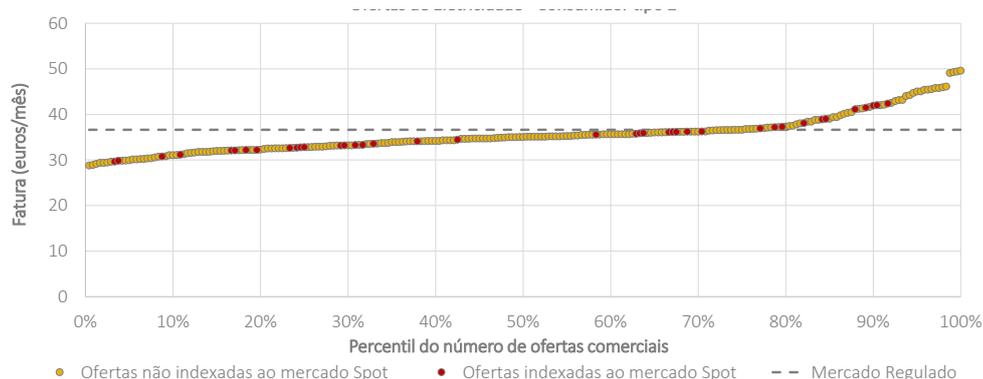
um valor de 28,81 euros/mês, que corresponde a um desconto de 21% e uma poupança mensal de 7,81 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 6-1 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	28,81 € (-21%)	Monoelétrico ACP 24	Bi-horária	Condicional
2	Repsol	29,16 € (-20%)	PLANO AGEAS SEGUROS	Bi-horária	Novos clientes, Condicional
3	Iberdrola	29,45 € (-20%)	MAIS CASA (FE e DDC)	Simple	Padrão
4	Ibelectra	29,66 € (-19%)	Solução Família	Bi-horária	Indexada
5	JAFPLUS	30,20 € (-18%)	Mais Energia	Bi-horária	Padrão
6	Eni Plenitude	30,56 € (-17%)	TARIFA FÁCIL	Simple	Padrão
7	Coopérnico CRL	30,77 € (-16%)	Coopérnico Base	Bi-horária	Condicional, Indexada
8	EZU Energia	31,47 € (-14%)	Tarifa + Lar	Simple	Padrão
9	Endesa	31,81 € (-13%)	Quero+ Luz	Bi-horária	Novos clientes, Condicional
10	GALP	31,91 € (-13%)	Galp & Continente Eletricidade Verde (DD)	Bi-horária	Condicional
11	LuziGás	32,20 € (-12%)	CASHBACK ENERGY + 8.8 (Parceria MyWorld)	Bi-horária	Condicional, Indexada
12	LuzBoa	33,18 € (-9%)	LUZBOA SPOT	Bi-horária	Indexada
13	YES ENERGY	33,33 € (-9%)	YES ENERGY_ #SMARTINDEX	Bi-horária	Indexada
14	EDP Comercial	34,18 € (-7%)	Eletricidade DD+FE - Digital 2023	Simple	Padrão
15	Muon	36,16 € (-1%)	Muon Index Flex Casa (Plano Indexado)	Simple	Indexada
16	Mercado Regulado	36,62 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
17	Alfa Energia	37,45 € (2%)	Tarifa ALFA MAIS	Bi-horária	Padrão
18	MEO Energia	40,36 € (10%)	MEO Energia	Bi-horária	Padrão
19	Nossa Energia	41,12 € (12%)	Tarifa base indexada	Bi-horária	Indexada
20	Audax Renovables	42,03 € (15%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condicional, Fidelização, Indexada
21	LOGICA Energy	45,56 € (24%)	Base S	Bi-horária	Padrão
22	G9 Energy	49,10 € (34%)	Casa Plus	Bi-horária	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de eletricidade disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 238 ofertas comerciais disponíveis, 177 ofertas (74%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 6-13 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 1



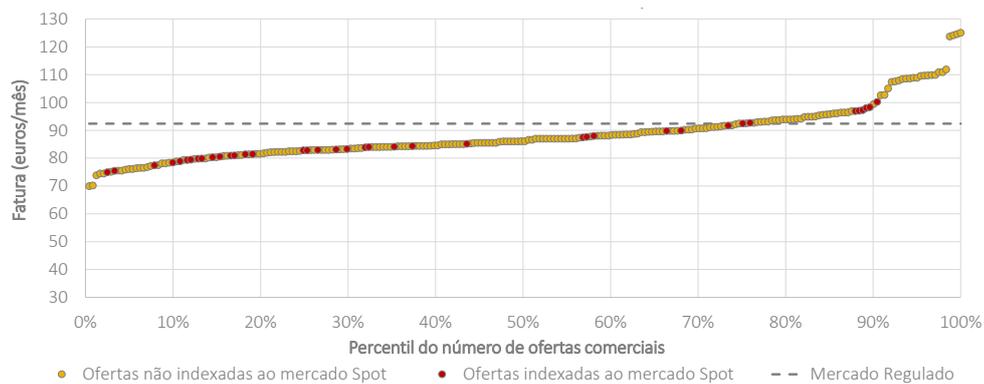
Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 15 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da GoldEnergy (Monoelétrico ACP 24) com um valor de 69,91 euros/mês, que corresponde a um desconto de 24% e uma poupança mensal de 22,52 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 6-2 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	69,91 € (-24%)	Monoelétrico ACP 24	Bi-horária	Condicionada
2	Repsol	73,82 € (-20%)	PLANO AGEAS SEGUROS	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
3	Ibelectra	74,94 € (-19%)	Solução Família	Bi-horária	Indexada
4	Eni Plenitude	75,52 € (-18%)	TARIFA FÁCIL	Simple	Padrão
5	JAFPLUS	76,39 € (-17%)	Mais Energia	Bi-horária	Padrão
6	Iberdrola	78,35 € (-15%)	MAIS CASA (FE e DDC)	Simple	Padrão
7	Coopérnico CRL	78,39 € (-15%)	Coopérnico Base	Bi-horária	Condicionada, Indexada
8	LuziGás	79,34 € (-14%)	CASHBACK ENERGY + 8.8 (Parceria MyWorld)	Bi-horária	Condicionada, Indexada
9	LuzBoa	79,82 € (-14%)	LUZBOA SPOT	Bi-horária	Indexada
10	EZU Energia	80,22 € (-13%)	Tarifa + Lar	Simple	Padrão
11	YES ENERGY	80,54 € (-13%)	YES ENERGY _ #SMARTINDEX	Bi-horária	Indexada
12	Endesa	81,09 € (-12%)	Tarifa Simple	Simple	Condicionada
13	GALP	81,11 € (-12%)	Galp & Continente Eletricidade Verde (DD)	Bi-horária	Condicionada
14	EDP Comercial	88,32 € (-4%)	Eletricidade DD+FE - Digital 2023	Bi-horária	Padrão
15	Muon	91,68 € (-1%)	Muon Index Flex Casa (Plano Indexado)	Simple	Indexada
16	Mercado Regulado	92,43 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
17	Alfa Energia	95,31 € (3%)	Tarifa ALFA MAIS	Bi-horária	Padrão
18	MEO Energia	96,11 € (4%)	MEO Energia	Bi-horária	Padrão
19	Nossa Energia	96,92 € (5%)	Tarifa base indexada	Bi-horária	Indexada
20	Audax Renovables	97,25 € (5%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condicionada, Fidelização, Indexada
21	LOGICA Energy	108,58 € (17%)	Base S	Bi-horária	Padrão
22	G9 Energy	123,67 € (34%)	Casa Plus	Bi-horária	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de eletricidade disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 239 ofertas comerciais disponíveis, 179 ofertas (75%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 6-14 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 2



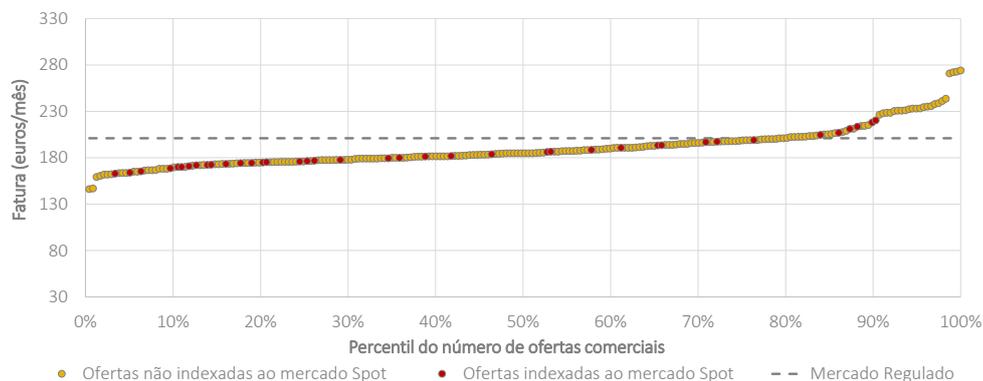
Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 15 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da GoldEnergy (Monoelétrico ACP 24) com um valor de 146,23 euros/mês, que corresponde a um desconto de 27% e uma poupança mensal de 54,73 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 6-3 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	146,23 € (-27%)	Monoelétrico ACP 24	Bi-horária	Condicionada
2	Eni Plenitude	159,17 € (-21%)	TARIFA FÁCIL	Simple	Padrão
3	Repsol	160,46 € (-20%)	PLANO AGEAS SEGUROS	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
4	Ibelectra	162,80 € (-19%)	Solução Família	Bi-horária	Indexada
5	JAFPLUS	166,10 € (-17%)	Mais Energia	Bi-horária	Padrão
6	LuzBoa	169,99 € (-15%)	LUZBOA SPOT	Bi-horária	Indexada
7	Iberdrola	170,12 € (-15%)	MAIS CASA (FE e DDC)	Simple	Padrão
8	Coopérnico CRL	170,82 € (-15%)	Coopérnico Base	Bi-horária	Condicionada, Indexada
9	EZU Energia	173,46 € (-14%)	Tarifa + Lar	Bi-horária	Padrão
10	Endesa	174,61 € (-13%)	Tarifa e-luz&gás	Bi-horária	Condicionada
11	GALP	174,76 € (-13%)	Galp & Continente Eletricidade Verde (DD)	Bi-horária	Condicionada
12	YES ENERGY	174,81 € (-13%)	YES ENERGY _ #SMARTINDEX	Bi-horária	Indexada
13	LuziGás	175,85 € (-12%)	CASHBACK ENERGY + 8.8 (Parceria MyWorld)	Bi-horária	Condicionada, Indexada
14	EDP Comercial	191,12 € (-5%)	Eletricidade DD+FE - Digital 2023	Bi-horária	Padrão
15	Muon	199,06 € (-1%)	Muon Index Flex Casa (Plano Indexado)	Simple	Indexada
16	Mercado Regulado	200,96 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
17	Audax Renovables	204,56 € (2%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condicionada, Fidelização, Indexada
18	Alfa Energia	208,88 € (4%)	Tarifa ALFA MAIS	Bi-horária	Padrão
19	MEO Energia	214,43 € (7%)	MEO Energia	Bi-horária	Padrão
20	Nossa Energia	217,92 € (8%)	Tarifa base indexada	Bi-horária	Indexada
21	LOGICA Energy	232,19 € (16%)	Base S	Bi-horária	Padrão
22	G9 Energy	270,90 € (35%)	Casa Plus	Bi-horária	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de eletricidade disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 235 ofertas comerciais disponíveis, 188 ofertas (80%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 6-15 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 3



6.3.1.2 OFERTAS DUAIS ⁷⁴

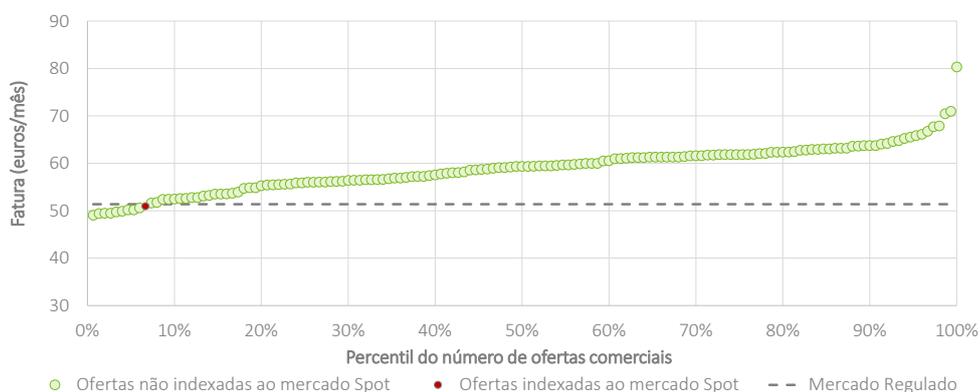
Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que dois comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da Repsol (PLANO AGEAS SEGUROS DUAL) com um valor de 49,05 euros/mês, que corresponde a um desconto de 5% e uma poupança mensal de 2,34 euros em relação às Tarifas Reguladas.

Quadro 6-4 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Repsol	49,05 € (-5%)	PLANO AGEAS SEGUROS DUAL	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
2	Eni Plenitude	49,40 € (-4%)	TARIFA FÁCIL	Simple	Padrão
3	Mercado Regulado	51,39 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
4	GALP	51,62 €	Galp & Continente ELE & GN (DD)	Bi-horária	Condicionada
5	GoldEnergy	52,46 € (2%)	Dual ACP 24	Bi-horária	Condicionada
6	Endesa	54,85 € (7%)	Quero+ Luz e Gás	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
7	EDP Comercial	57,99 € (13%)	Gás + Eletricidade DD+FE - Digital 2023	Simple	Padrão
8	YES ENERGY	67,68 € (32%)	#SMARTDUAL	Simple	Padrão
9	G9 Energy	80,31 € (56%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 150 ofertas comerciais, 10 ofertas (7%) apresentam um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas.

Figura 6-16 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1



⁷⁴ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

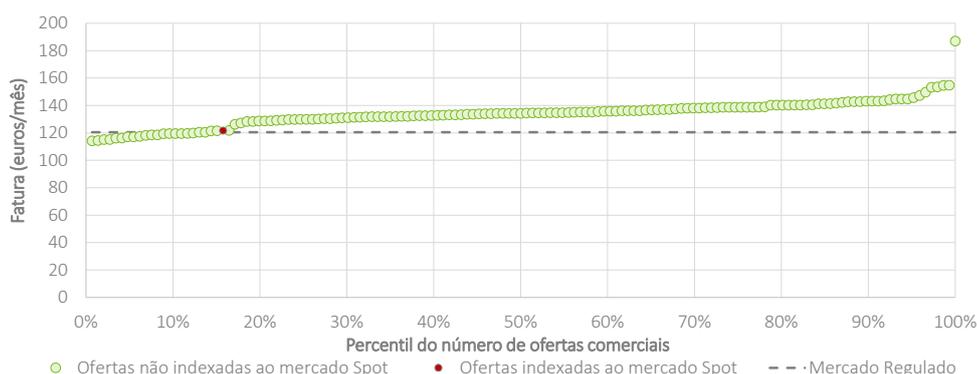
Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da Repsol (PLANO AGEAS SEGUROS DUAL) com um valor de 114,16 euros/mês, que corresponde a um desconto de 5% e uma poupança mensal de 6,33 euros em relação às Tarifas Reguladas.

Quadro 6-5 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Repsol	114,16 € (-5%)	PLANO AGEAS SEGUROS DUAL	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
2	Eni Plenitude	114,41 € (-5%)	TARIFA FÁCIL	Simple	Padrão
3	GoldEnergy	119,32 € (-1%)	Dual ACP 24	Bi-horária	Condicionada
4	GALP	119,46 € (-1%)	Galp & Continente ELE & GN (DD)	Bi-horária	Condicionada
5	Mercado Regulado	120,49 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	Endesa	126,27 € (5%)	Tarifa Simple	Simple	Condicionada
7	EDP Comercial	135,10 € (12%)	Gás e Eletricidade + EDP Smart + Caldeira + AC (DD)	Bi-horária	Condicionada
8	YES ENERGY	141,67 € (18%)	#SMARTDUAL	Simple	Padrão
9	G9 Energy	186,98 € (55%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 146 ofertas comerciais, 20 ofertas (14%) apresentam um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas.

Figura 6-17 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2



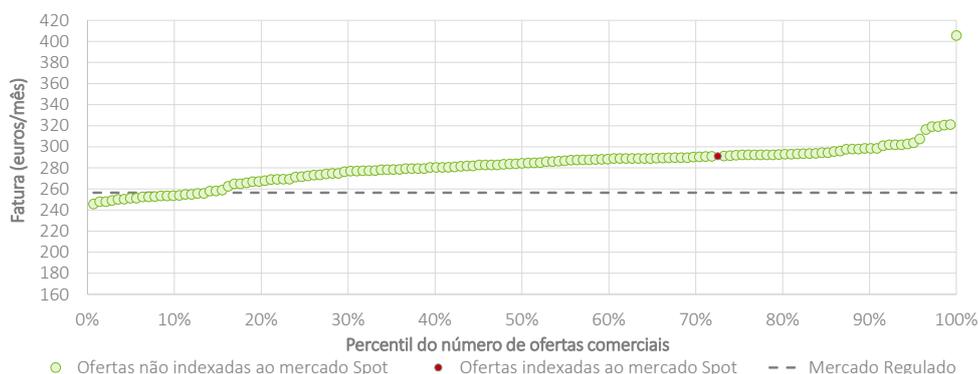
Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da Repsol (PLANO AGEAS SEGUROS DUAL) com um valor de 245,66 euros/mês, que corresponde a um desconto de 4% e uma poupança mensal de 10,82 euros em relação às Tarifas Reguladas.

Quadro 6-6 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Repsol	245,66 € (-4%)	PLANO AGEAS SEGUROS DUAL	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
2	GoldEnergy	252,77 € (-1%)	Dual ACP 24	Bi-horária	Condicionada
3	GALP	253,84 € (-1%)	Galp & Continente Eletricidade Verde &	Bi-horária	Condicionada
4	Mercado Regulado	256,48 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
5	Eni Plenitude	268,94 € (5%)	TARIFA FÁCIL	Simple	Padrão
6	Endesa	272,37 € (6%)	Tarifa e-luz&gás	Bi-horária	Condicionada
7	EDP Comercial	288,81 € (13%)	Gás + Eletricidade DD+FE - Digital 2023	Bi-horária	Padrão
8	YES ENERGY	289,67 € (13%)	#SMARTDUAL	Simple	Padrão
9	G9 Energy	405,53 € (58%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 142 ofertas comerciais, 19 ofertas (13%) apresentam um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas.

Figura 6-18 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3



6.3.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE

6.3.2.1 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DE ELETRICIDADE

Verifica-se que, ao longo do período em análise, a oferta padrão de valor mínimo é sempre mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado.

Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, verifica-se que o diferencial entre a melhor oferta e a Tarifa Regulada teve um aumento muito significativo até ao 2.º trimestre de 2023, para os três

consumidores tipo. No entanto, no 3.º e 4.º trimestres de 2023, observa-se uma diminuição significativa deste diferencial.

No 4.º trimestre de 2023, a diferença entre a melhor oferta e a oferta do Mercado Regulado corresponde a 7,81 euros/mês, 22,52 euros/mês e 54,73 euros/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

Figura 6-19 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 1

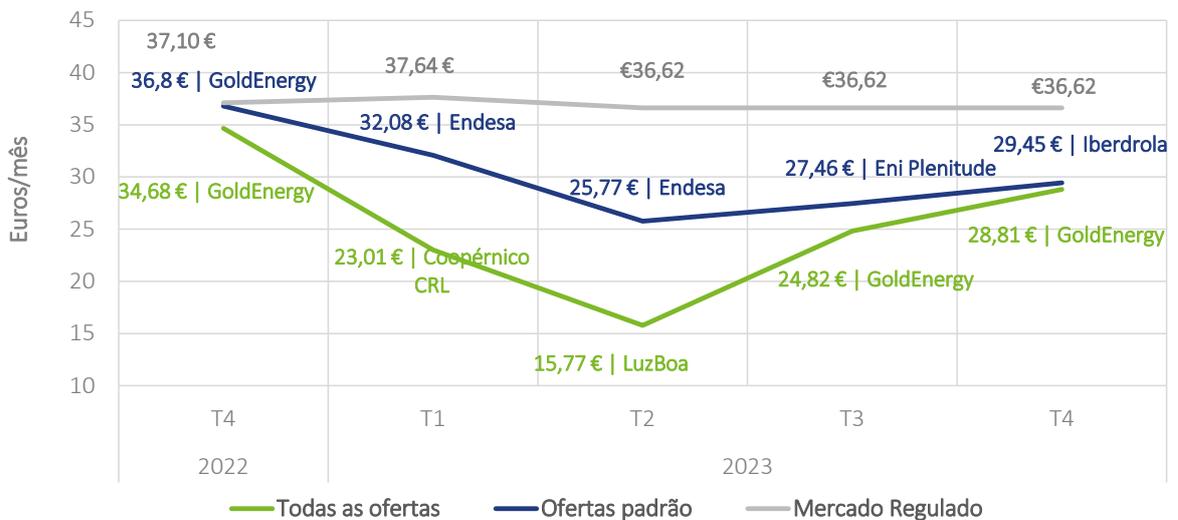


Figura 6-20 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 2

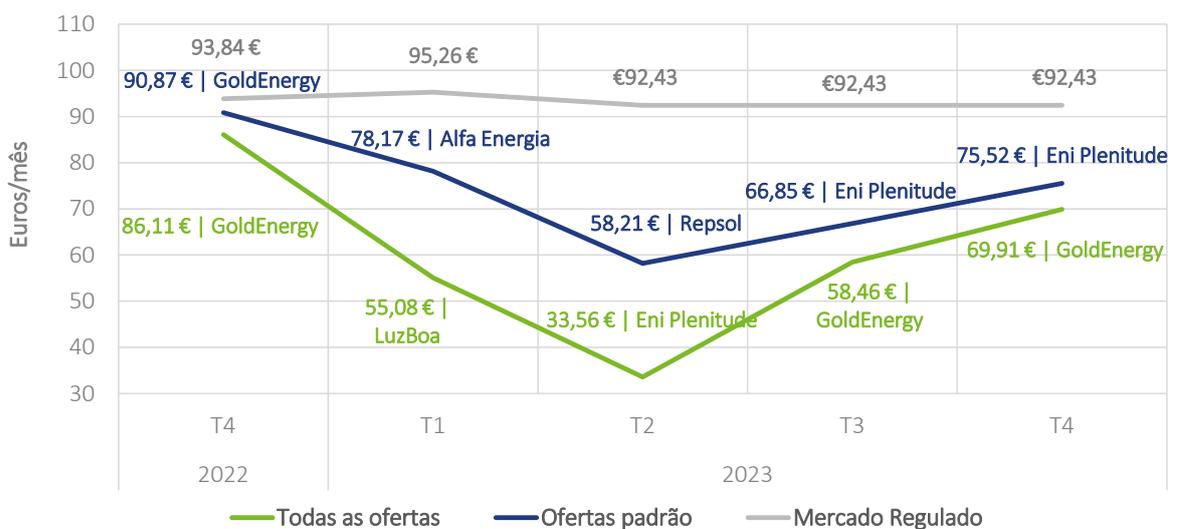
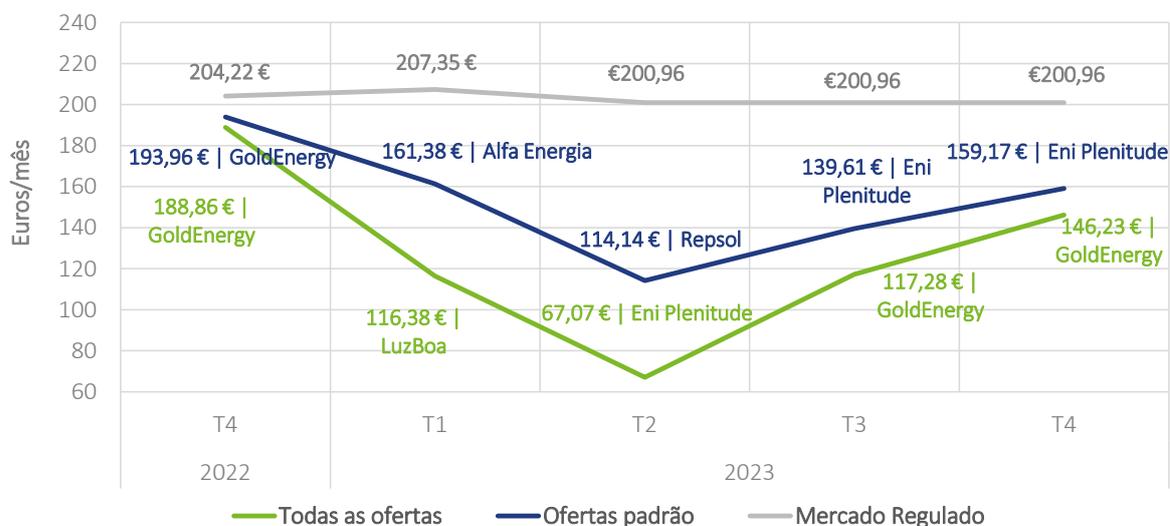


Figura 6-21 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 3



6.3.2.2 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DUAIS

Verifica-se que, até ao 1.º trimestre de 2023, a oferta padrão de valor mínimo é sempre superior às tarifas do Mercado Regulado, para os três consumidores tipo. No 2.º trimestre de 2023 a oferta padrão apresenta um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas, voltando a perder esta competitividade no 3.º trimestre, recuperando-a de novo, para os consumidores tipo 1 e 2, no 4.º trimestre.

Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, verifica-se que a melhor oferta apresenta um preço superior ao das Tarifas Reguladas no 4.º trimestre de 2022, para os três consumidores tipo.

A partir do 1.º trimestre de 2023, os preços destas ofertas apresentam um decréscimo muito acentuado, com a melhor oferta a ter valores inferiores aos das Tarifas Reguladas. A partir do 3.º trimestre de 2023 observa-se uma diminuição do diferencial desta oferta comercial face às Tarifas Reguladas.

No 4.º trimestre de 2023, a diferença entre a melhor oferta e a oferta do Mercado Regulado corresponde a 2,34 euros/mês, 6,33 euros/mês e 10,82 euros/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

Figura 6-22 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1

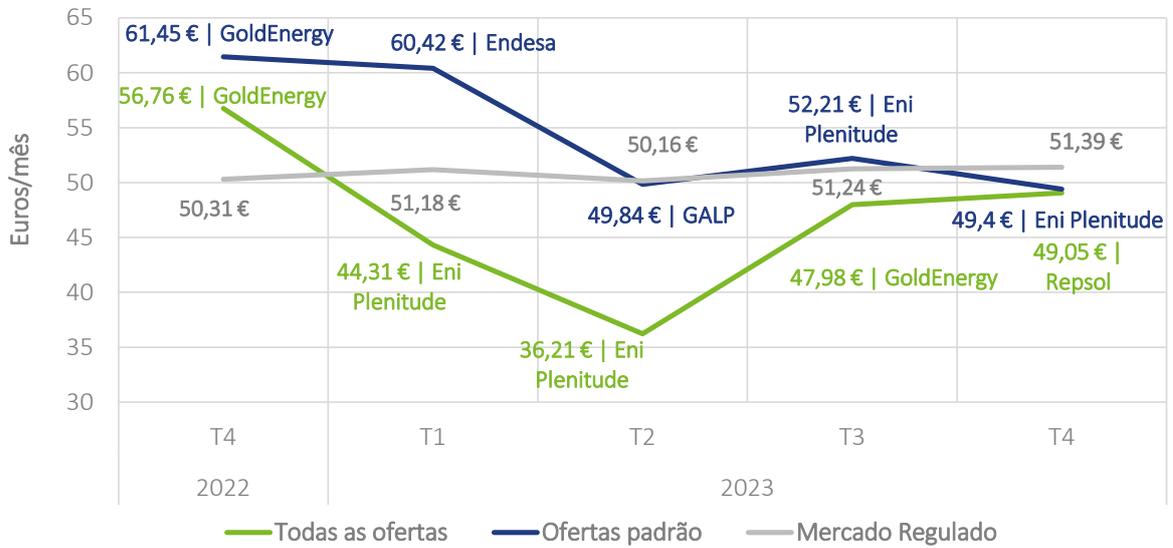
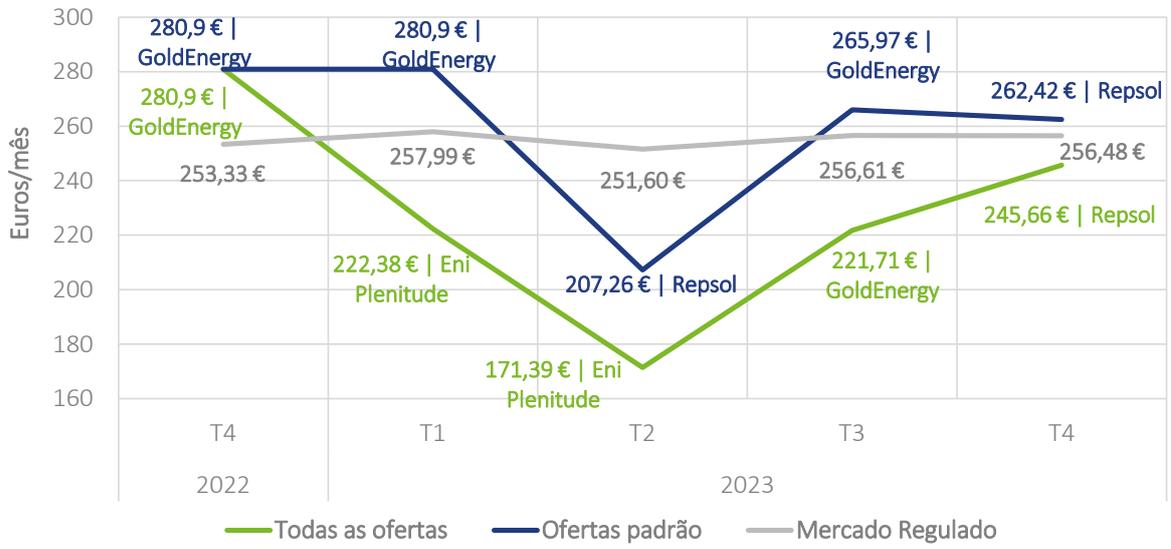


Figura 6-23 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2



Figura 6-24 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3



**ANEXO I:
SIGLAS**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL (SECÇÃO 4.1)

Sigla	Designação
BTN >	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)
MU	Médias Utilizações
LU	Longas Utilizações
BTN <	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)
BTN Sazonal	Baixa Tensão Normal Sazonal

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA (SECÇÕES 4.2 E 4.3)

Sigla	Designação
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
TVCFA	tarifa de Venda a Clientes Finais dos Açores
TVCFM	tarifa de Venda a Clientes Finais da Madeira
MT	Média Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN >	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)
BTN <	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)
RAA Global	Globalidade da RAA, incluindo MT, BTE, BTN > e BTN <
RAM Global	Globalidade da RAM, incluindo MT, BTE, BTN > e BTN <
Períodos I, IV	Período compreendido entre 1 de outubro e 31 de março (1.º e 4.º trimestres)
Períodos II, III	Período compreendido entre 1 de abril e 30 de setembro (2.º e 3.º trimestres)
P	Horas de ponta
C	Horas cheias
VN	Horas de vazio normal
SV	Horas de super vazio
PC	Potência contratada
PHP	Potência em horas de ponta
Indu.	Indutiva
Capa.	Capacitiva

OUTRAS SIGLAS UTILIZADAS AO LONGO DO DOCUMENTO

CAE - contratos de aquisição de energia

CAPEX - custos de investimento

CIEG - custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral

CMEC - custos para a manutenção do equilíbrio contratual

IEC - Imposto Especial de Consumo de Eletricidade

IVA - Imposto sobre o Valor Acrescentado

MIBEL - mercado ibérico de eletricidade

OPEX - custos de operação e manutenção

p.u. – por unidade

PPEC - Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia

PRE - produção em regime especial com preços garantidos

RA - Regiões Autónomas

ANEXO II:
ÁREAS DE REDE A, B E C DA OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM
MAT, AT, MT

ÁREAS DE REDE A, B E C DA OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS ÀS ENTREGAS EM MAT, AT, MT

Quadro 6-7 - Correspondência entre as três áreas de rede das opção tarifária por épocas e as seis áreas de rede apresentadas pela E-Redes

Área de rede da opção tarifária por épocas	Área de rede da listagem da E-Redes (abaixo)
A	Norte, Porto
B	Lisboa, Mondego, Tejo
C	Sul

Quadro 6-8 - Classificação dos concelhos de acordo com as seis áreas de rede apresentadas pela E-Redes

Concelho	Área de rede	Área considerada como base para piloto de 2018 (DRC)
ABRANTES	Centro	DRCT
AGUEDA	Norte	DRCP
AGUIAR DA BEIRA	Centro	DRCM
ALANDROAL	Sul	DRCS
ALBERGARIA-A-VELHA	Norte	DRCP
ALBUFEIRA	Sul	DRCS
ALCACER DO SAL	Sul	DRCS
ALCANENA	Centro	DRCT
ALCOBACA	Centro	DRCT
ALCOCHETE	Centro	DRCL
ALCOUTIM	Sul	DRCS
ALENQUER	Centro	DRCT
ALFANDEGA DA FE	Norte	DRCN
ALIJO	Norte	DRCN
ALJEZUR	Sul	DRCS
ALJUSTREL	Sul	DRCS
ALMADA	Centro	DRCL
ALMEIDA	Centro	DRCM
ALMEIRIM	Centro	DRCT
ALMODOVAR	Sul	DRCS
ALPIARCA	Centro	DRCT
ALTER DO CHAO	Centro	DRCT
ALVAIAZERE	Centro	DRCT

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2024

Anexo II- Áreas de redes A, B e C da opção tarifária por épocas das Tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT

ALVITO	Sul	DRCS
AMADORA	Centro	DRCL
AMARANTE	Norte	DRCN
AMARES	Norte	DRCN
ANADIA	Norte	DRCP
ANSIAO	Centro	DRCT
ARCOS DE VALDEVEZ	Norte	DRCN
ARGANIL	Centro	DRCM
ARMAMAR	Norte	DRCN
AROUCA	Norte	DRCP
ARRAIOS	Sul	DRCS
ARRONCHES	Centro	DRCT
ARRUDA DOS VINHOS	Centro	DRCT
AVEIRO	Norte	DRCP
AVIS	Centro	DRCT
AZAMBUJA	Centro	DRCT
BAIAO	Norte	DRCN
BARCELOS	Norte	DRCN
BARRANCOS	Sul	DRCS
BARREIRO	Centro	DRCL
BATALHA	Centro	DRCT
BEJA	Sul	DRCS
BELMONTE	Centro	DRCM
BENAVENTE	Centro	DRCT
BOMBARRAL	Centro	DRCT
BORBA	Sul	DRCS
BOTICAS	Norte	DRCN
BRAGA	Norte	DRCN
BRAGANCA	Norte	DRCN
CABECEIRAS DE BASTO	Norte	DRCN
CADAVAL	Centro	DRCT
CALDAS DA RAINHA	Centro	DRCT
CAMINHA	Norte	DRCN
CAMPO MAIOR	Centro	DRCT
CANTANHEDE	Centro	DRCM
CARRAZEDA DE ANSIAES	Norte	DRCN
CARREGAL DO SAL	Centro	DRCM
CARTAXO	Centro	DRCT
CASCAIS	Centro	DRCL
CASTANHEIRA DE PERA	Centro	DRCT
CASTELO BRANCO	Centro	DRCM
CASTELO DE PAIVA	Norte	DRCN
CASTELO DE VIDE	Centro	DRCT
CASTRO DAIRE	Centro	DRCM
CASTRO MARIM	Sul	DRCS
CASTRO VERDE	Sul	DRCS
CELORICO DA BEIRA	Centro	DRCM
CELORICO DE BASTO	Norte	DRCN
CHAMUSCA	Centro	DRCT
CHAVES	Norte	DRCN
CINFAES	Norte	DRCN
COIMBRA	Centro	DRCM
CONDEIXA-A-NOVA	Centro	DRCM
CONSTANCIA	Centro	DRCT
CORUCHE	Centro	DRCT
COVILHA	Centro	DRCM
CRATO	Centro	DRCT
CUBA	Sul	DRCS
ELVAS	Centro	DRCT
ENTRONCAMENTO	Centro	DRCT
ESPINHO	Norte	DRCP
ESPOSENDE	Norte	DRCN
ESTARREJA	Norte	DRCP
ESTREMOZ	Sul	DRCS
EVORA	Sul	DRCS
FAFE	Norte	DRCN
FARO	Sul	DRCS
FELGUEIRAS	Norte	DRCN

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2024

Anexo II- Áreas de redes A, B e C da opção tarifária por épocas das Tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT

FERREIRA DO ALENTEJO	Sul	DRCS	MANTEIGAS	Centro	DRCM
FERREIRA DO ZEZERE	Centro	DRCT	MARCO DE CANAVESES	Norte	DRCN
FIGUEIRA DA FOZ	Centro	DRCM	MARINHA GRANDE	Centro	DRCT
FIGUEIRA DE CASTELO RODRIGO	Centro	DRCM	MARVAO	Centro	DRCT
FIGUEIRO DOS VINHOS	Centro	DRCT	MATOSINHOS	Norte	DRCP
FORNOS DE ALGODRES	Centro	DRCM	MERALHADA	Centro	DRCM
FREIXO DE ESPADA A CINTA	Norte	DRCN	MEDA	Centro	DRCM
FRONTEIRA	Centro	DRCT	MELGACO	Norte	DRCN
FUNDAO	Centro	DRCM	MERTOLA	Sul	DRCS
GAVIAO	Centro	DRCT	MESAO FRIO	Norte	DRCN
GOIS	Centro	DRCM	MIRA	Centro	DRCM
GOLEGA	Centro	DRCT	MIRANDA DO CORVO	Centro	DRCM
GONDOMAR	Norte	DRCP	MIRANDA DO DOURO	Norte	DRCN
GOUVEIA	Centro	DRCM	MIRANDELA	Norte	DRCN
GRANDOLA	Sul	DRCS	MOGADOURO	Norte	DRCN
GUARDA	Centro	DRCM	MOIMENTA DA BEIRA	Norte	DRCN
GUIMARAES	Norte	DRCN	MOITA	Centro	DRCL
IDANHA-A-NOVA	Centro	DRCM	MONCAO	Norte	DRCN
ILHAVO	Norte	DRCP	MONCHIQUE	Sul	DRCS
LAGOA	Sul	DRCS	MONDIM DE BASTO	Norte	DRCN
LAGOS	Sul	DRCS	MONFORTE	Centro	DRCT
LAMEGO	Norte	DRCN	MONTALEGRE	Norte	DRCN
LEIRIA	Centro	DRCT	MONTEMOR-O-NOVO	Sul	DRCS
LISBOA	Centro	DRCL	MONTEMOR-O-VELHO	Centro	DRCM
LOULE	Sul	DRCS	MONTIJO	Centro	DRCL
LOURES	Centro	DRCL	MORA	Sul	DRCS
LOURINHA	Centro	DRCT	MORTAGUA	Centro	DRCM
LOUSA	Centro	DRCM	MOURA	Sul	DRCS
LOUSADA	Norte	DRCN	MOURAO	Sul	DRCS
MACAO	Centro	DRCT	MURCA	Norte	DRCN
MACEDO DE CAVALEIROS	Norte	DRCN	MURTOSA	Norte	DRCP
MAFRA	Centro	DRCL	NAZARE	Centro	DRCT
MAIA	Norte	DRCP	NELAS	Centro	DRCM
MANGUALDE	Centro	DRCM	NISA	Centro	DRCT

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2024

Anexo II- Áreas de redes A, B e C da opção tarifária por épocas das Tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT

OBIDOS	Centro	DRCT
ODEMIRA	Sul	DRCS
ODIVELAS	Centro	DRCL
OEIRAS	Centro	DRCL
OLEIROS	Centro	DRCM
OLHAO	Sul	DRCS
OLIVEIRA DE AZEMEIS	Norte	DRCP
OLIVEIRA DE FRADES	Centro	DRCM
OLIVEIRA DO BAIRRO	Norte	DRCP
OLIVEIRA DO HOSPITAL	Centro	DRCM
OUREM	Centro	DRCT
OURIQUE	Sul	DRCS
OVAR	Norte	DRCP
PACOS DE FERREIRA	Norte	DRCN
PALMELA	Centro	DRCL
PAMPILHOSA DA SERRA	Centro	DRCM
PAREDES	Norte	DRCP
PAREDES DE COURA	Norte	DRCN
PEDROGAO GRANDE	Centro	DRCT
PENACOVA	Centro	DRCM
PENAFIEL	Norte	DRCN
PENALVA DO CASTELO	Centro	DRCM
PENAMACOR	Centro	DRCM
PENEDONO	Norte	DRCN
PENELA	Centro	DRCM
PENICHE	Centro	DRCT
PESO DA REGUA	Norte	DRCN
PINHEL	Centro	DRCM
POMBAL	Centro	DRCT
PONTE DA BARCA	Norte	DRCN
PONTE DE LIMA	Norte	DRCN
PONTE DE SOR	Centro	DRCT
PORTALEGRE	Centro	DRCT
PORTEL	Sul	DRCS
PORTIMAO	Sul	DRCS
PORTO	Norte	DRCP
PORTO DE MOS	Centro	DRCT
POVOA DE LANHOSO	Norte	DRCN
POVOA DE VARZIM	Norte	DRCP
PROENCA-A-NOVA	Centro	DRCM
REDONDO	Sul	DRCS
REGUENGOS DE MONSARAZ	Sul	DRCS
RESENDE	Norte	DRCN
RIBEIRA DE PENA	Norte	DRCN
RIO MAIOR	Centro	DRCT
SABROSA	Norte	DRCN
SABUGAL	Centro	DRCM
SALVATERRA DE MAGOS	Centro	DRCT
SANTA COMBA DAO	Centro	DRCM
SANTA MARIA DA FEIRA	Norte	DRCP
SANTA MARTA DE PENAGUIAO	Norte	DRCN
SANTAREM	Centro	DRCT
SANTIAGO DO CACEM	Sul	DRCS
SANTO TIRSO	Norte	DRCP
SAO BRAS DE ALPORTEL	Sul	DRCS
SAO JOAO DA MADEIRA	Norte	DRCP
SAO JOAO DA PESQUEIRA	Norte	DRCN
SAO PEDRO DO SUL	Centro	DRCM
SARDOAL	Centro	DRCT
SATAO	Centro	DRCM
SEIA	Centro	DRCM
SEIXAL	Centro	DRCL
SERNANCELHE	Norte	DRCN
SERPA	Sul	DRCS
SERTA	Centro	DRCT
SESIMBRA	Centro	DRCL
SETUBAL	Centro	DRCL
SEVER DO VOUGA	Norte	DRCP

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2024

Anexo II- Áreas de redes A, B e C da opção tarifária por épocas das Tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT

SILVES	Sul	DRCS			
SINES	Sul	DRCS			
SINTRA	Centro	DRCL			
SOBRAL DE MONTE AGRACO	Centro	DRCT			
SOURE	Centro	DRCM			
SOUSEL	Centro	DRCT			
TABUA	Centro	DRCM			
TABUACO	Norte	DRCN			
TAROUCA	Norte	DRCN			
TAVIRA	Sul	DRCS			
TERRAS DE BOURO	Norte	DRCN			
TOMAR	Centro	DRCT			
TONDELA	Centro	DRCM			
TORRE DE MONCORVO	Norte	DRCN			
TORRES NOVAS	Centro	DRCT			
TORRES VEDRAS	Centro	DRCT			
TRANCOSO	Centro	DRCM			
TROFA	Norte	DRCP	VILA NOVA DE CERVEIRA	Norte	DRCN
VAGOS	Norte	DRCP	VILA NOVA DE FAMALICAO	Norte	DRCN
VALE DE CAMBRA	Norte	DRCP	VILA NOVA DE FOZ COA	Norte	DRCN
VALENCA	Norte	DRCN	VILA NOVA DE GAIA	Norte	DRCP
VALONGO	Norte	DRCP	VILA NOVA DE PAIVA	Centro	DRCM
VALPACOS	Norte	DRCN	VILA NOVA DE POIARES	Centro	DRCM
VENDAS NOVAS	Sul	DRCS	VILA POUCA DE AGUIAR	Norte	DRCN
VIANA DO ALENTEJO	Sul	DRCS	VILA REAL	Norte	DRCN
VIANA DO CASTELO	Norte	DRCN	VILA REAL DE SANTO ANTONIO	Sul	DRCS
VIDIGUEIRA	Sul	DRCS	VILA VELHA DE RODAO	Centro	DRCM
VIEIRA DO MINHO	Norte	DRCN	VILA VERDE	Norte	DRCN
VILA DE REI	Centro	DRCT	VILA VICOSA	Sul	DRCS
VILA DO BISPO	Sul	DRCS	VIMIOSO	Norte	DRCN
VILA DO CONDE	Norte	DRCP	VINHAI	Norte	DRCN
VILA FLOR	Norte	DRCN	VISEU	Centro	DRCM
VILA FRANCA DE XIRA	Centro	DRCL	VIZELA	Norte	DRCN
VILA NOVA DA BARQUINHA	Centro	DRCT	VOUZELA	Centro	DRCM