

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
DO SETOR ELÉTRICO EM 2020**

Dezembro 2019

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

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.....	12
2.6	Outras tarifas e preços de serviços regulados	17
3	TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA.....	19
3.1	Tarifa de Acesso às Redes.....	19
3.1.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	19
3.1.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	21
3.1.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	27
3.1.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	29
3.2	Tarifa de Energia.....	33
3.3	Tarifa de Comercialização.....	34
4	TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	37
4.1	Portugal continental: tarifas transitórias em BTN	38
4.1.1	Variação tarifária da tarifa transitória em BTN	39
4.1.2	Variação da tarifa transitória por termo tarifário em BTN.....	40
4.2	Região Autónoma dos Açores: tarifa de Venda a Clientes Finais.....	48
4.2.1	Variação tarifária da tarifa de venda a clientes finais	48
4.2.2	Variação das tarifas de venda a clientes finais por termo tarifário.....	50
4.3	Região Autónoma da Madeira: tarifa de Venda a Clientes Finais.....	59
4.3.1	Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais.....	59
4.3.2	Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais por termo tarifário	61
5	PERÍODOS HORÁRIOS.....	71
5.1	Portugal continental.....	74
5.2	Região Autónoma dos Açores.....	76
5.3	Região Autónoma da Madeira.....	77
6	ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO EM BTN.....	79
6.1	Ofertas comerciais de eletricidade em BTN no 3.º trimestre de 2019	80
6.1.1	Consumidor Tipo 1	80
6.1.2	Consumidor Tipo 2	82

6.1.3	Consumidor Tipo 3	85
6.2	Evolução das ofertas comerciais de eletricidade em BTN	88
6.2.1	Consumidor Tipo 1	88
6.2.2	Consumidor Tipo 2	90
6.2.3	Consumidor Tipo 3	92
ANEXO: SIGLAS	95

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 - Variações tarifárias da Tarifa Transitória de Venda a Clientes finais em Portugal continental.....	8
Figura 2-6 - Variação tarifária na tarifa de venda a clientes finais na Região Autónoma dos Açores	9
Figura 2-7 - Variação tarifária na tarifa de venda a clientes finais na Região Autónoma da Madeira.....	9
Figura 2-8 – Evolução trimestral do número de famílias beneficiárias da tarifa social	10
Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN	39
Figura 4-2 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN.....	40
Figura 4-3 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN >.....	42
Figura 4-4 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário.....	42
Figura 4-5 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (simples).....	43
Figura 4-6 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário	43
Figura 4-7 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (bi-horária).....	44
Figura 4-8 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário	44
Figura 4-9 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (tri-horário).....	45
Figura 4-10 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horário), por termo tarifário	45
Figura 4-11 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA	49
Figura 4-12 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva.....	49
Figura 4-13 - Variações dos preços da TVCFA em MT.....	52
Figura 4-14 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário.....	52
Figura 4-15 - Variações dos preços da TVCFA em BTE	53
Figura 4-16 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário	53
Figura 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTN >	54
Figura 4-18 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário	54
Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (simples)	55
Figura 4-20 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário	55
Figura 4-21 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (bi-horária).....	56
Figura 4-22 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário	56

Figura 4-23 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (tri-horária).....	57
Figura 4-24 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário.....	57
Figura 4-25 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM	60
Figura 4-26 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva.....	60
Figura 4-27 - Variações dos preços da TVCFM em MT.....	63
Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário	63
Figura 4-29 - Variações dos preços da TVCFM em BTE.....	64
Figura 4-30 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário.....	64
Figura 4-31 - Variações dos preços da TVCFM em BTN >	65
Figura 4-32 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário	65
Figura 4-33 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (simples)	66
Figura 4-34 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário.....	66
Figura 4-35 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (opção bi-horária).....	67
Figura 4-36 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário	67
Figura 4-37 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (tri-horária).....	68
Figura 4-38 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário.....	68

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Variáveis de faturação aplicadas aos vários níveis de tensão.....	11
Quadro 3-1 - Preços de potência contratada da tarifa de OLMC em 2020.....	20
Quadro 3-2 - Imputação dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os CAE.....	23
Quadro 3-3 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário	24
Quadro 3-4 – Parâmetros α	24
Quadro 3-5 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....	25
Quadro 3-6 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema	26
Quadro 3-7 - Custos incrementais da rede de transporte em 2020	28
Quadro 3-8 - Custos incrementais da rede de distribuição em 2020	31
Quadro 3-9 - Fatores aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes de distribuição	32
Quadro 3-10 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia	33
Quadro 4-1 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais	37
Quadro 4-2 - Variações médias por opção tarifária das tarifas transitórias em BTN	46
Quadro 4-3 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN >.....	46

Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN <, para potências contratadas entre 10,35 kVA e 20,7 kVA.....	46
Quadro 4-5 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN <, para potências contratadas entre 1,15 kVA e 6,9 kVA.....	47
Quadro 4-6 - Variações médias por opção tarifária na RAA.....	58
Quadro 4-7 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAA.....	58
Quadro 4-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN > na RAA.....	58
Quadro 4-9 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN < na RAA.....	58
Quadro 4-10 - Variações médias por opção tarifária na RAM	69
Quadro 4-11 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM.....	69
Quadro 4-12 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN > na RAM	69
Quadro 4-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN < na RAM	69
Quadro 5-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários	71
Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal continental	72
Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental	72
Quadro 5-4 - Ciclo Diário na RAA e na RAM.....	73
Quadro 5-5 - Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM	73
Quadro 5-6 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2020	74
Quadro 5-7 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2020	75
Quadro 5-8 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2020	75
Quadro 5-9 - Ciclo diário transitório para AT e MT em Portugal continental em 2020	76
Quadro 5-10 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2020.....	76
Quadro 5-11 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2020.....	77
Quadro 5-12 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2020.....	77
Quadro 5-13 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2020	78
Quadro 5-14 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2020.....	78
Quadro 5-15 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2020	78

1 INTRODUÇÃO

A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos consumidores 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 custos incrementais ou marginais e apresenta-se a estrutura destes custos 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 das ofertas comerciais do mercado em BTN dos diversos comercializadores no 3.º trimestre de 2019.
- 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.

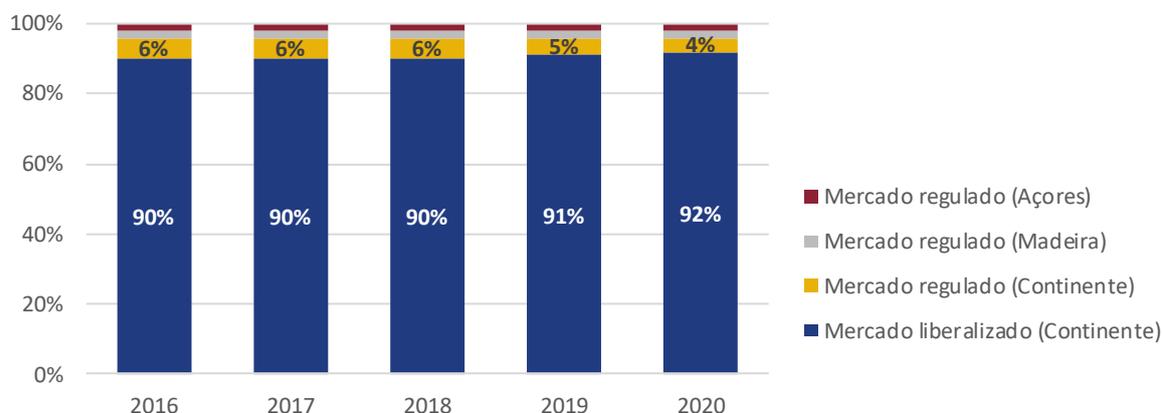
O processo de liberalização dos setores elétricos da maior parte dos países europeus foi efetuado de forma faseada, tendo começado por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados. Em Portugal foi seguida uma metodologia idêntica, tendo a abertura de mercado sido efetuada 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 2020.

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 2016.

¹ O mercado regulado manter-se-á para os consumidores vulneráveis no quadro da aplicação da tarifa social.

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 de aproximadamente 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, determinadas de modo a proporcionar os proveitos permitidos dessas atividades. As atividades reguladas são as seguintes:

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

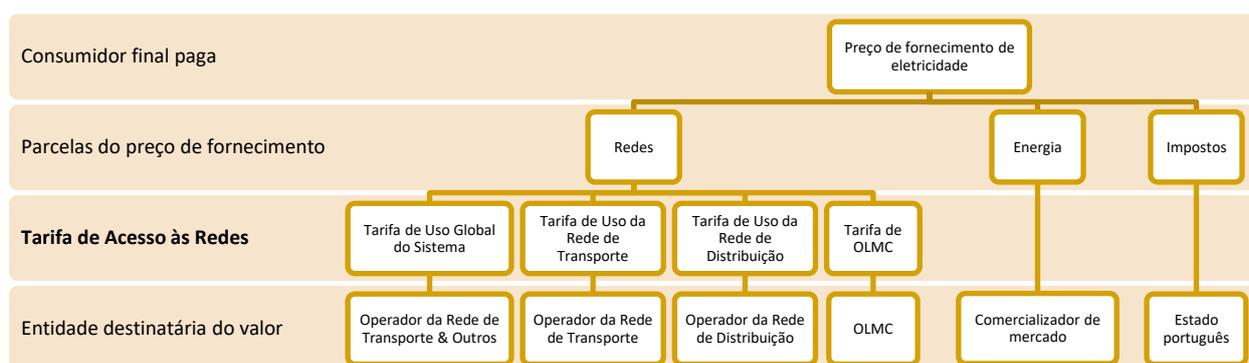
O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que procedeu à quinta alteração do Decreto-Lei n.º 29/2006, consagra os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas. São consagrados, entre outros, o princípio da «inexistência de subsídios cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária» e a «transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do Sistema Elétrico Nacional».

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 pode ser separado em três parcelas: (1) redes, (2) energia e (3) 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, os 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, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição e a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador. A soma destas quatro 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

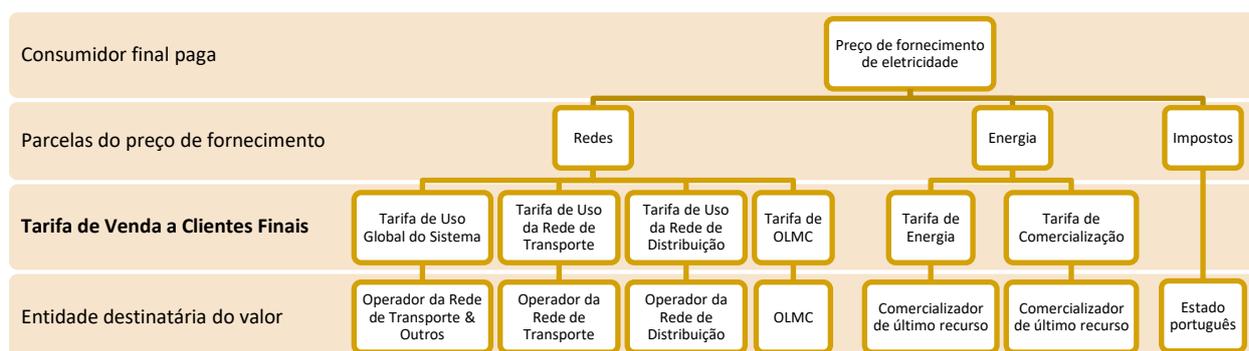


Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

² No caso português, os impostos incluem o Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC) e o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA). Este último imposto é aplicado atualmente pela taxa mais elevada de 23%, com exceção da alteração introduzida a 1 de julho de 2019 (o termo de potência da tarifa de Acesso às Redes no fornecimento de eletricidade é tributado à taxa reduzida de IVA de 6%, para consumidores com potências contratadas até 3,45 kVA).

Em comparação, um consumidor do mercado regulado paga tarifas reguladas tanto pela parcela das redes como também 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 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

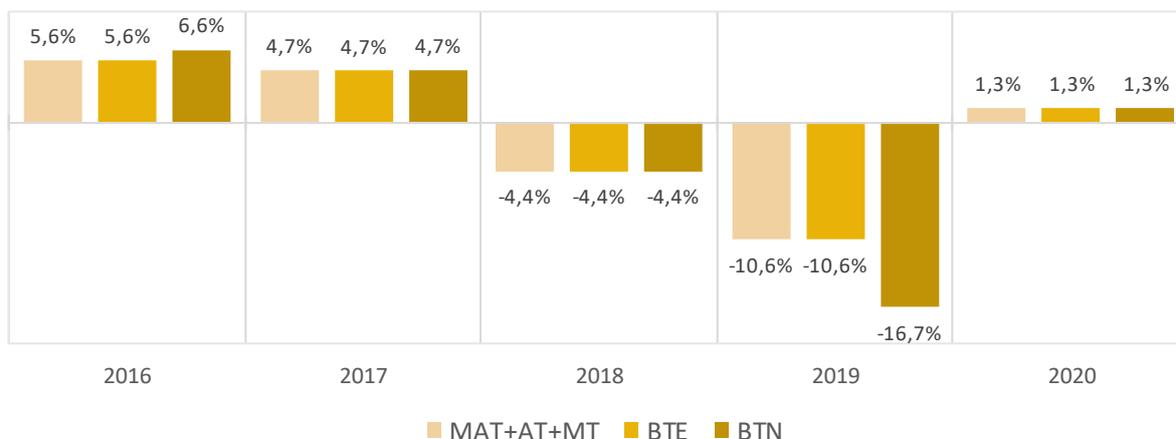


Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

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 entre os anos 2016 e 2020 para os diferentes níveis de tensão ³.

³ Importa voltar a sublinhar que as tarifas de Acesso às Redes pagas pelos consumidores no 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

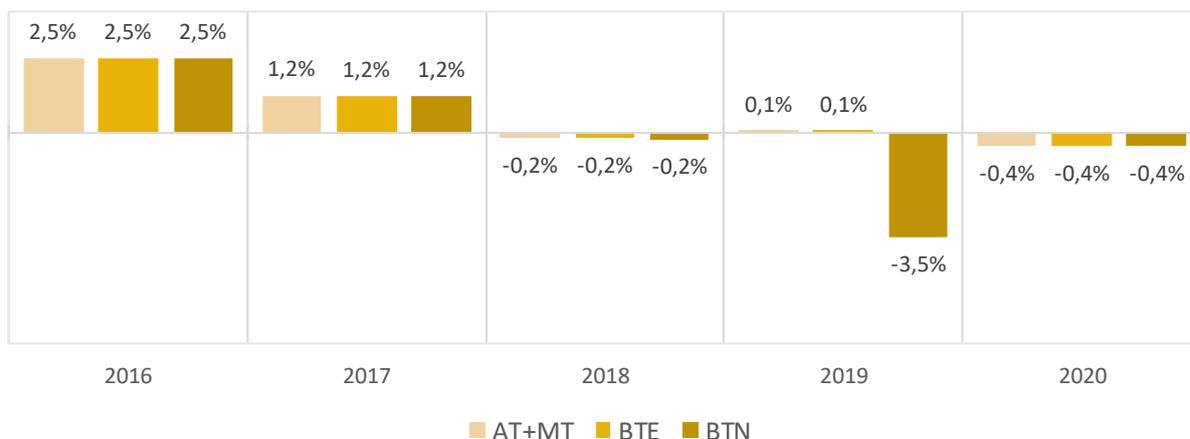


Importa clarificar que uma determinada variação percentual na Tarifa de Acesso às Redes implica uma variação percentual de menor amplitude no preço total do fornecimento de energia elétrica, assumindo um valor constante para a parcela da energia.

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 carácter «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 2-5 apresenta as variações tarifárias da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais dos consumidores do mercado regulado em Portugal continental ⁴.

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».

Figura 2-5 - Variações tarifárias da Tarifa Transitória de Venda a Clientes finais em Portugal continental



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 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 2-6 e Figura 2-7 apresentam as variações tarifárias registadas entre 2016 e 2020 nas duas Regiões Autónomas, por nível de tensão.

Figura 2-6 - Variação tarifária na tarifa de venda a clientes finais na Região Autónoma dos Açores

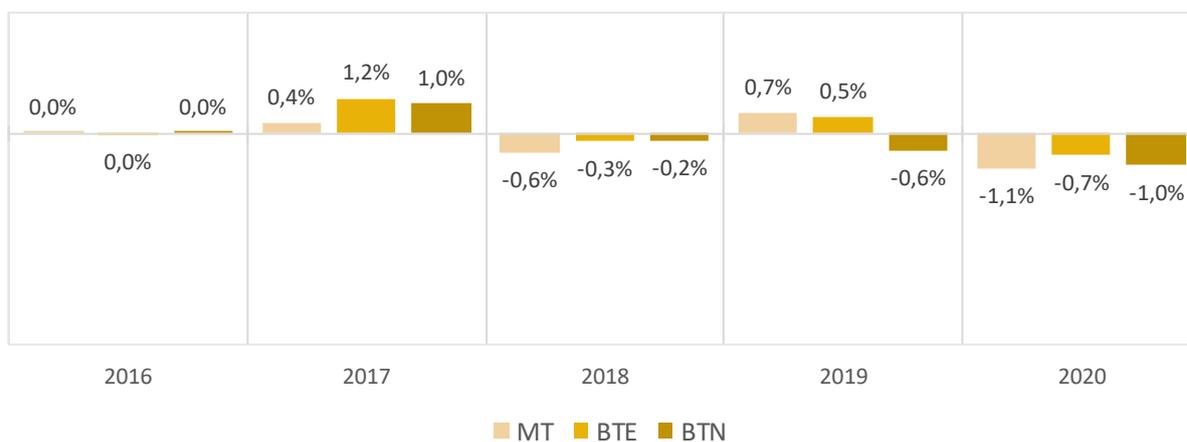
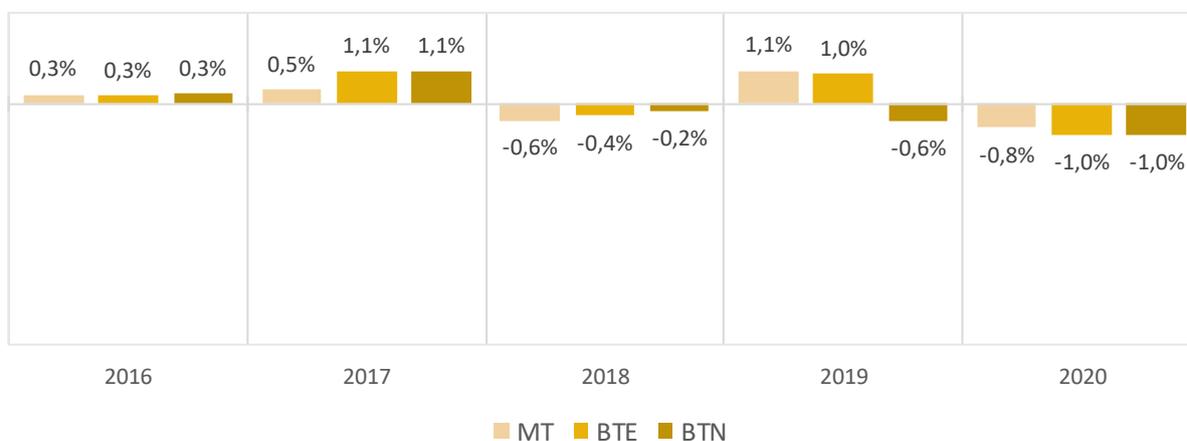


Figura 2-7 - Variação tarifária na tarifa de venda a clientes finais na Região Autónoma da Madeira

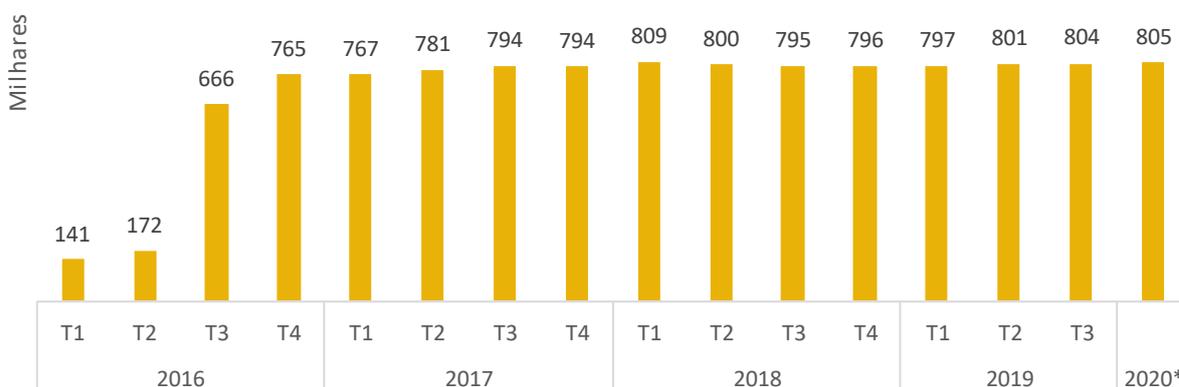


2.3 TARIFA SOCIAL

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 2-8 ilustra a evolução trimestral do número de famílias que beneficiam da tarifa social.

Figura 2-8 – Evolução trimestral do número de famílias beneficiárias da tarifa social



Nota: O valor para o ano 2020 é previewal.

O crescimento acentuado no número de famílias beneficiárias durante o terceiro trimestre de 2016 deveu-se a mudanças no processo de atribuição da tarifa social, o qual passou a ter um carácter 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.

É de salientar que o custo com a aplicação da tarifa social é suportado pelos titulares de centros eletroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor.

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.

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 ⁵. 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 ⁶.

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	•	•	•	•	

⁵ Para os consumidores em BTN a potência contratada corresponde ao valor máximo de potência permitida pelo disjuntor do quadro elétrico.

⁶ 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.

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 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 ⁷.

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 mês.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW, por mês.
- 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

⁷ 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.

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 subsídios cruzadas entre grupos de clientes, induzindo uma afetação ótima de recursos e permitindo aumentar a eficiência 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, 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 subsídio cruzado 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.

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.

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 fator, 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 Regulamento Tarifário 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.

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

A ERSE também aprova a **tarifa de uso da rede de transporte a aplicar aos produtores**. Ao contrário das tarifas apresentadas na Figura 2-2 e Figura 2-3, este valor não é suportado diretamente pelos consumidores finais. Trata-se de um valor pago pelos produtores ao operador da rede de transporte pela entrega da energia elétrica à rede em MAT, AT e MT.

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**. Estas tarifas representam uma conversão das tarifas de acesso em BTN, e que se caracterizam pelo facto de serem apenas faturadas de acordo com o consumo de energia ativa e de acordo com uma estrutura bi-horária e tri-horária, evitando assim a faturação por energia reativa e pela potência.

Por último, importa referir sumariamente os **preços por serviços regulados**, e cuja publicação está prevista em dois documentos legais. Primeiro, o Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico prevê a fixação anual dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, a quantia mínima a pagar em caso de mora, encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais e preços de leitura extraordinária. Segundo, o Regulamento da Qualidade de Serviço prevê a fixação pela ERSE do valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica quando os requisitos mínimos de qualidade são observados.

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 Operação Logística de Mudança de Comercializador, 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 OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, aprovou o regime jurídico aplicável à atividade do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) de eletricidade e gás natural. Nos termos do referido diploma, a atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo consumidor final, a seu pedido, bem como a de colaborar na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural. Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, a atividade de OLMC está sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás natural serem uma das formas de financiamento desta atividade⁸.

Até 2017 o custo da atividade de mudança de comercializador no setor elétrico foi repercutido através da tarifa de Uso da Rede de Distribuição. Dada a aprovação do regime jurídico aplicável à atividade de OLMC através do Decreto-Lei n.º 38/2017, foi efetuada em 2018 a separação dos custos desta atividade da atividade de distribuição de energia elétrica e publicada a tarifa correspondente.

As diferentes tarifas por atividade do setor elétrico devem refletir os custos dessas atividades e as variáveis de faturação devem permitir repercutir esses custos de forma adequada nos consumidores. Considerando as características das atividades relativas à mudança de comercializador, o custo mais relevante está associado à plataforma informática que se encontra dimensionada para responder ao número de solicitações decorrentes de ambos os setores regulados (eletricidade e gás natural).

⁸ Artigo 6.º, n.º 1, al. c) do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.

Considerando a natureza essencialmente fixa dos custos do OLMC, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (tarifa de OLMC) deveria apresentar uma estrutura monómia, composta por preços tarifários fixos (euros por mês), dependentes do nível de tensão e tipo de fornecimento. Esta estrutura seria a mais aderente aos custos e, por isso, permitiria a alocação mais eficiente dos custos pelos vários utilizadores.

Todavia, esta opção teria como inconveniente a criação de uma nova variável de faturação (termo tarifário fixo), a incluir na tarifa de acesso às redes para MAT, AT, MT e BTE. Esta opção seria impactante ao nível dos sistemas comerciais de faturação dos operadores de redes, pelo que dada a reduzida materialidade de um eventual termo fixo considerou-se que seria mais adequado repercutir os custos do OLMC através da potência contratada.

Os preços de potência contratada são diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, de forma a garantir uma alocação de custos por nível de tensão e tipo de fornecimento idêntica à que se obteria com a aplicação de termos fixos. Para tal, os proveitos permitidos da atividade de OLMC são repartidos por nível de tensão de acordo com o número de clientes de cada nível de tensão, conforme se ilustra no Quadro 3-1.

Tendo determinado o nível de proveitos permitidos a recuperar em cada nível de tensão, estes são imputados aos consumidores através da variável potência contratada.

Quadro 3-1 - Preços de potência contratada da tarifa de OLMC em 2020

	Clientes	Proveitos a recuperar	Potência contratada	Preço Pot contratada
	#	€	MW/mês	€/(MW/mês)
MAT	74	14	718	0,002
AT	317	60	1 557	0,003
MT	25 134	4 782	6 142	0,065
BTE	37 455	7 127	2 046	0,290
BTN	6 230 366	1 185 523	37 833	2,611

A escolha desta variável de faturação apresenta efeitos mais próximos de um termo fixo e, ao ser contemplada na estrutura tarifária em vigor, permite mitigar os custos gerados pela sua aplicação. Desta forma garante-se a inexistência de subsidiação cruzada entre níveis de tensão.

3.1.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Regulamento Tarifário estabelece a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado.

A **tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte 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 de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário.

A parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral. Estes custos incluem os sobrecustos do agente comercial relativos às centrais da Turbogás e da Tejo Energia, os custos com a garantia de potência associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção e os sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas. A estrutura de preços da parcela II da tarifa de UGS é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.

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).

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

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com a gestão do sistema.

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema são determinados de acordo com a 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, que estabelece os critérios de repercussão dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG) com incidência na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes. Esta portaria abrange os seguintes CIEG: os sobrecustos com a produção em regime especial com preços garantidos (PRE), os sobrecustos com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA), os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 2 de agosto, os custos de sustentabilidade ⁹, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC).

Assim, em concreto, a Portaria n.º 332/2012 determina a metodologia de cálculo dos termos de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, definindo a alocação por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à energia entregue no ponto de consumo, dos sobrecustos com a PRE não renovável ¹⁰, dos encargos com a garantia de potência, dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, dos custos de sustentabilidade, dos custos com os terrenos e dos custos com o PPEC. É também estabelecida a forma de repartição dos sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os contratos de aquisição de energia, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, através da definição explícita de valores percentuais.

O termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema reflete, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, os custos com os CMEC. Adicionalmente, a alteração à Portaria n.º 332/2012, aprovada pela Portaria n.º 359/2015, determina que os sobrecustos com a PRE

⁹ Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e ao sobreproveito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

¹⁰ Sobrecustos com a PRE não renovável estabelecidos na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação da Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

renovável, os sobrecustos com a PRE não renovável, os sobrecustos com os CAE, os encargos com a garantia de potência, os custos diferidos de anos anteriores a repercutir ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade do sistema, os custos com os terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC, podem ser também distribuídos por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à potência contratada.

Adicionalmente, a referida portaria define que a afetação dos CIEG dentro de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento é feita de forma modulada, em função dos consumos efetuados em cada período horário. Concretamente estabelece uma modulação para os preços de energia em horas de ponta e para os preços de energia em horas cheias, relativamente aos preços médios dos seguintes CIEG: sobrecustos com a PRE, sobrecustos com os CAE, encargos com a garantia de potência, custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, custos com a convergência tarifária, custos com os terrenos e custos com o PPEC.

Na alteração da Portaria n.º 359/2015 à Portaria n.º 332/2012, estabelece-se nos artigos 4.º e 5.º que caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros de imputação dos CIEG, pode a ERSE determinar os respetivos parâmetros por forma a assegurar a estabilidade tarifária.

Neste contexto, nos termos do n.º 4 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, indicam-se no Quadro 3-2 as percentagens de imputação, por nível de tensão ou tipo de fornecimento (j), dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (RA_j) e dos sobrecustos com os CAE (CAE_j), que asseguram estabilidade na variação das tarifas de acesso às redes.

Quadro 3-2 - Imputação dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os CAE

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
RA _j	7,032%	28,595%	111,854%	36,950%	15,852%	-100,283%
CAE _j	7,032%	28,595%	111,854%	36,950%	15,852%	-100,283%

Nos termos do n.º 5 e do n.º 10 do artigo 5.º da Portaria n.º 332/2012, indicam-se no Quadro 3-3 os fatores de modulação dos CIEG por período horário, que asseguram estabilidade na variação das tarifas de acesso às redes por termo tarifário de energia.

Quadro 3-3 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
$Kp_j^{CIEG_i}$	1,700	1,850	1,780	1,830	2,180	1,850
$Kc_j^{CIEG_i}$	1,250	1,220	1,240	1,130	1,000	1,120

Para efeitos do n.º 8 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, os parâmetros α relativos aos CIEG previstos no referido n.º 8 do artigo 4.º são os apresentados no Quadro 3-4.

Quadro 3-4 – Parâmetros α

	α
CAE	0,490
PRE (não DL90/2006)	0,490
Outros CIEG	0,000

No Quadro 3-5 seguinte apresenta-se a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG enquadrados pela Portaria n.º 332/2012.

Quadro 3-5 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	3,3	5,0	8,9	815,7	832,9
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	14,3	40,3	98,5	24,8	19,0	230,3	427,3
Sobrecusto dos CAE	12,5	46,7	182,9	60,5	30,2	-43,7	289,0
CMEC	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,3	-0,4
Garantia de potência	0,7	2,2	4,8	1,1	0,6	5,1	14,5
Sobrecusto RAs	8,9	36,1	141,0	46,6	20,0	-126,4	126,1
Estabilidade (DL 165/2008)	6,9	20,6	44,2	9,8	5,5	47,0	134,0
Ajust. de aquisição de energia	-3,6	-10,6	-22,8	-5,0	-2,9	-24,2	-69,1
Diferencial extinção TVCF	-0,2	-0,6	-1,3	-0,3	-0,2	-1,4	-4,1
Sobreproveito	-0,1	-0,3	-0,7	-0,2	-0,1	-0,7	-2,1
Terrenos	0,6	1,9	4,1	0,9	0,5	4,3	12,3
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	40,1	136,3	453,9	143,0	81,6	905,6	1 760,4

No quadro seguinte apresentam-se os preços, em €/MWh e €/kW/mês, dos referidos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento.

Quadro 3-6 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

Unidades: EUR/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN>			BTN≤		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio									
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,3	0,1	2,7	1,7	0,5	10,1	4,6	1,4	93,0	56,3	28,8
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	8,0	5,9	3,3	8,7	5,7	2,8	8,4	5,8	1,7	8,6	5,3	1,6	10,3	4,7	1,4	8,7	5,3	2,7
Sobrecusto dos CAE	7,4	5,4	3,1	10,9	7,2	3,5	19,2	13,4	4,0	29,5	18,2	5,3	26,6	12,2	3,6	-16,9	-10,2	-5,2
Garantia de potência	0,5	0,4	0,2	0,6	0,4	0,2	0,6	0,4	0,1	0,6	0,4	0,1	0,7	0,3	0,1	0,6	0,3	0,2
Sobrecusto RAs	6,3	4,7	2,6	9,4	6,2	3,0	16,4	11,5	3,4	25,3	15,6	4,6	22,7	10,4	3,1	-14,4	-8,7	-4,5
Estabilidade (DL 165/2008)	4,9	3,6	2,0	5,4	3,5	1,7	5,2	3,6	1,1	5,3	3,3	1,0	6,3	2,9	0,8	5,4	3,2	1,7
Ajust. de aquisição de energia	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5
Diferencial extinção TVCF	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Sobreproveito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Terrenos	0,5	0,3	0,2	0,5	0,3	0,2	0,5	0,3	0,1	0,5	0,3	0,1	0,6	0,3	0,1	0,5	0,3	0,2
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	26,0	18,7	9,8	33,8	21,7	9,8	49,0	33,6	8,8	70,8	43,1	11,5	75,6	33,8	8,8	75,2	44,9	22,2

Unidades: EUR/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤
CMEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrecusto dos CAE	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Total	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60

3.1.3 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 aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND e 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.

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 do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte 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 restantes entregas.

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.

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 mês.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW, por mês.
- Preços de energia ativa, definidos em euros por kWh.
- Preços de energia reativa (indutiva e capacitiva), definido 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. No capítulo 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 2.5, a estrutura das tarifas de redes deve refletir a estrutura dos custos incrementais médios de longo prazo. No início do atual período de regulação, foram realizados estudos aos custos incrementais da rede de transporte, conforme apresentado no capítulo 3.1.3. do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2018», 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 2018, apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-7 - Custos incrementais da rede de transporte em 2020

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,139	1,910
AT	0,380	3,173

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, mas mantendo 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 0,70, 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 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.

TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEIS ÀS ENTRADAS NA RNT E NA RND

A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial é composta por preços de energia ativa definidos em euros por kWh, podendo estes apresentar diferenciação por nível de tensão (MAT, AT e MT) e por período horário (fora de vazio e vazio).

A estrutura dos preços desta tarifa a aplicar durante o período regulatório de 2018-2020 resultou de uma análise apresentada no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2018», a qual foi orientada pela estrutura de preços no mercado diário do MIBEL entre os períodos de fora de vazio e vazio nos anos de 2015 e 2016. Dessa análise resultou que os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entradas na RNT e na RND devem respeitar um rácio entre o fora de vazio e o vazio de 1,293.

Simultaneamente deve ficar assegurado que esta tarifa resulte num preço médio de 0,5 €/MWh no ano de 2020 no sentido de harmonizar o seu valor com o regime equivalente em Espanha, onde existe igualmente uma tarifa de acesso de 0,5 €/MWh a aplicar aos produtores de energia.

3.1.4 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:

- Preço de potência contratada, definido em euros por kW/mês.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW/mês.
- Preço de energia ativa, definido em euros por kWh.
- Preço de energia reativa (indutiva e capacitiva), definido 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. No capítulo 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 2.5, 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 2018, 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 plasmado no capítulo 3.1.4. do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2018».

CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O referido estudo resultou numa redução de nível dos custos incrementais, essencialmente devida à redução da percentagem de investimento relacionada com os acréscimos de procura. A redução dos custos incrementais foi inferior no custo incremental de potência contratada em BT, devido a uma maior imputação de investimentos a esta variável.

Após uma análise de impactes foi tomada a decisão de considerar nas tarifas de 2018 os custos incrementais que resultaram do estudo efetuado, com exceção do custo incremental de potência contratada da BT. No caso deste último considerou-se 85% do valor resultante do estudo dos custos incrementais, uma vez que a consideração do custo incremental então determinado teria impactes tarifários significativos. Assumiu-se na altura o compromisso de adotar nas tarifas de 2019 o custo incremental resultante do estudo.

O Quadro 3-8 sintetiza os custos incrementais adotados nas tarifas de 2020 que resultaram do referido estudo. Os custos incrementais adotados nas tarifas de 2020 são idênticos aos valores adotados nas tarifas de 2019.

Quadro 3-8 - Custos incrementais da rede de distribuição em 2020

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,075	0,864
MT	0,721	4,360
BT	0,569	5,375

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, mas mantendo a estrutura dos custos incrementais.

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 3-9 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

Quadro 3-9 - Fatores aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes de distribuição

Fatores de escalamento da rede de distribuição	
Redes de distribuição em AT e MT	0,46
Rede de distribuição em BT	1,23

Nas redes de distribuição de AT e de MT os preços de potência das tarifas são inferiores aos custos incrementais correspondentes, sendo aplicados escalamentos inferiores a 1. Os escalamentos 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 de escalamento 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 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de energia a aplicar durante o período regulatório de 2018-2020, resultante de um estudo ¹¹ apresentado no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2018», foi orientada pelos custos marginais de aprovisionamento de energia no mercado diário espanhol ¹² nos anos de 2015 e 2016. A estrutura de custos marginais da tarifa de energia, medida em valores por unidade (p.u.), a aplicar durante o período regulatório 2018-2020 é apresentada no Quadro 3-10.

Quadro 3-10 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia

Custo marginal da tarifa de energia		
		p.u.
Trimestres I, IV	Ponta	1,217
	Cheias	1,137
	Vazio Normal	0,916
	Super vazio	0,815
Trimestres II, III	Ponta	1,123
	Cheias	1,058
	Vazio Normal	0,873
	Super vazio	0,847

Nota: Valores medidos por unidade (p.u.), correspondendo a fatores multiplicativos face à média.

Face aos custos marginais utilizados no período regulatório de 2015-2017 a nova estrutura aumentou os preços no super vazio, especialmente no inverno, e diminuiu os preços nos restantes períodos horários, em particular nas horas de ponta. Não obstante estas alterações, a nova estrutura preserva a hierarquia normal entre os preços de energia dos vários períodos horários, com os valores mais baixos no super vazio e os valores mais altos nas horas de ponta.

¹¹ O estudo tinha como objetivo a atualização da estrutura de preços utilizada no período regulatório 2015-2017.

¹² A utilização dos preços do mercado diário espanhol deveu-se à existência de algumas horas de desacoplamento entre o mercado diário português e o mercado diário espanhol, na expectativa que com o aprofundamento da integração de mercados a estrutura de preços no mercado espanhol prevaleça.

3.3 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Comercialização são diferenciadas por nível de tensão e por tipo de fornecimento em BT, sendo definidas três tarifas:

- Tarifa de Comercialização em AT/MT;
- Tarifa de Comercialização em BTE;
- Tarifa de Comercialização em BTN.

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 ¹³, conforme estabelecido no Regulamento Tarifário.

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

- Termo tarifário fixo, definido em euros por mês.
- 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 escalamento 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

¹³ 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.

ambos os termos (reclamações e atendimento). Existem outros custos que apresentam natureza fixa e que 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 escalados para que o seu produto pelas quantidades entregues proporcione os proveitos permitidos.

Nas três tarifas de comercialização (AT/MT, BTE e BTN) o escalamento incide de forma igual sobre os dois termos tarifários.

4 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O capítulo 3 analisou a determinação das tarifas reguladas para cada atividade regulada. Este capítulo explica a determinação das tarifas de Venda a Clientes Finais, aplicáveis aos clientes do mercado regulado.

As tarifas de Venda a Clientes Finais representam o valor total a pagar pelo fornecimento de eletricidade no mercado regulado, excluindo os impostos aplicados. O Quadro 4-1 identifica as tarifas reguladas incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais ¹⁴. De referir que 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 do mercado 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 Operação Logística de Mudança do Comercializador		
	Tarifa de Energia		Energia
	Tarifa de Comercialização		Comercialização

Para evitar a subsídio 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 ¹⁵. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas a um cliente do mercado regulado designa-se por **tarifa aditiva**. No entanto, o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico estabelece mecanismos de convergência que visam proteger os clientes finais de variações significativas nos preços ¹⁶. 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.

¹⁴ A ilustração não considera o pagamento de taxas e impostos aplicáveis na faturação do fornecimento de eletricidade. Importa referir que consumidores ligados em MAT não pagam nenhum valor referente ao uso da rede distribuição uma vez que estão diretamente ligados à rede de transporte.

¹⁵ No caso das tarifas reguladas por atividade com uma estrutura de variáveis de faturação diferente da estrutura, na tarifa de venda a clientes finais é aplicada uma conversão de preços para as variáveis aplicadas em cada nível de tensão.

¹⁶ Artigos 156.º (Portugal continental), 159.º (RAA) e 162.º (RAM) do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico n.º 619/2017, de 18 de dezembro, com as alterações aprovadas pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro.

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 ¹⁷. 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 cada preço.

Sempre que a tarifa aditiva implicar variações por termo tarifário superior à respetiva variação máxima, a variação desse termo tarifário será igualada a essa variação máxima no âmbito 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 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.

As secções ¹⁸ 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: TARIFAS TRANSITÓRIAS EM BTN

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.

¹⁷ 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.

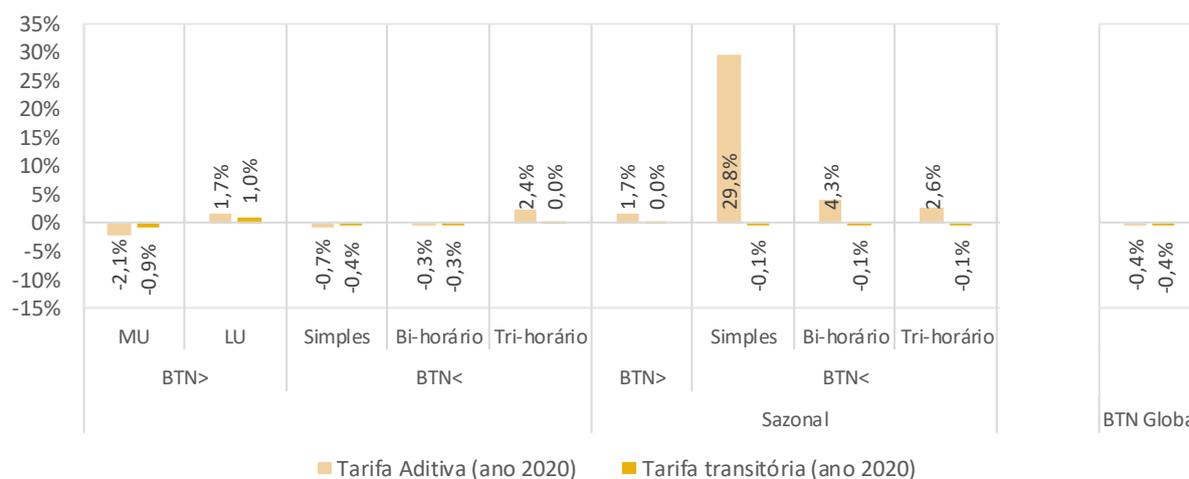
¹⁸ As siglas utilizadas neste capítulo encontram-se definidas no Anexo.

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 de forma agregada. 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.

4.1.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA DA TARIFA TRANSITÓRIA EM BTN

A Figura 4-1 apresenta as variações tarifárias das tarifas transitórias e das tarifas aditivas ¹⁹. Enquanto que para a globalidade de BTN as variações tarifárias são iguais em ambos os casos, existem diferenças ao nível das opções tarifárias. As diferenças resultam da limitação das variações máximas através do mecanismo de convergência. Por regra, as variações tarifárias da tarifa transitória são de menor amplitude quando comparadas com as variações tarifárias da tarifa aditiva.

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



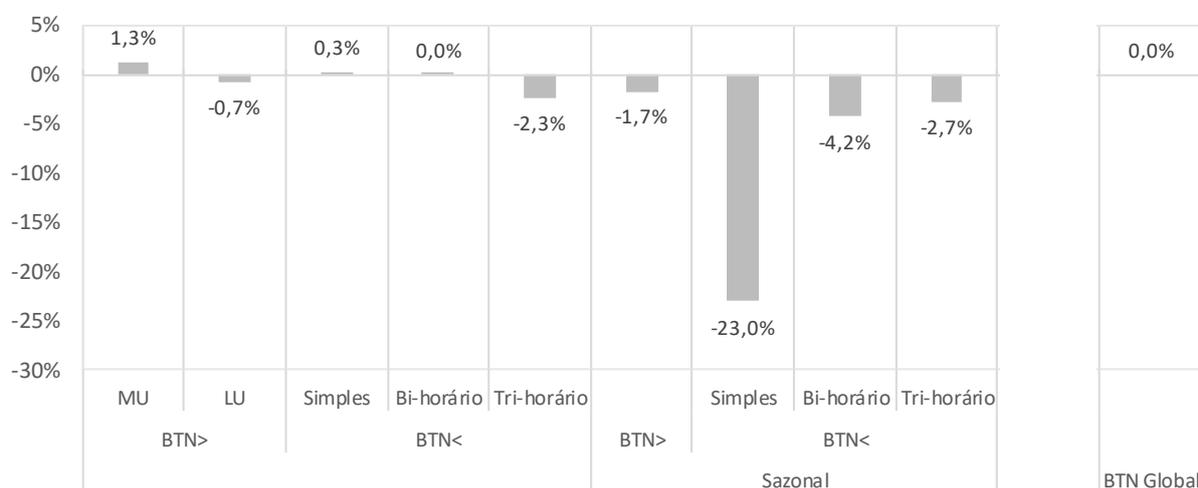
Nota: As variações tarifárias foram calculadas face à tarifa transitória do ano 2019, aplicada à estrutura de consumo do ano 2020.

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,

¹⁹ 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».

o que corresponde a tarifas transitórias acima e abaixo da tarifa aditiva em termos de preço médio, respetivamente.

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



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

4.1.2 VARIAÇÃO DA TARIFA TRANSITÓRIA POR TERMO TARIFÁRIO EM BTN

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. 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 contexto do mecanismo de convergência aplicável às tarifas transitórias de BTN em Portugal continental ²⁰, foi considerada uma variação máxima ²¹ por termo tarifário de 1,2% para todas as opções

²⁰ Designado por «Mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas». Mecanismo previsto no Artigo 156.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico n.º 619/2017, de 18 de dezembro, com as alterações aprovadas pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro.

²¹ O limite foi definido de forma a assegurar que nenhum preço aumente mais do que a taxa de inflação prevista para 2020, medida pelo Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC), tendo sido considerada a previsão do Banco de Portugal (Boletim Económico, junho 2019).

tarifárias, com exceção da opção tarifária simples de BTN< Sazonal²². Esta variação compara com uma variação tarifária média global na aplicação das tarifas aditivas de -0,4% em BTN.

Das figuras seguintes destacam-se as seguintes observações:

- **BTN >**

- Na opção para Longas Utilizações (LU) os termos de potência estão acima da tarifa aditiva, verificando-se o oposto nos termos de energia.
- Os preços da opção para Médias Utilizações (MU) estão mais alinhados com a tarifa aditiva.

- **BTN <**

- Os termos de potência até 2,3 kVA estão acima da tarifa aditiva, enquanto que para escalões de potência superiores se verifica o oposto.
- Na opção simples o termo de energia está acima da tarifa aditiva, para potências contratadas acima de 2,3 kVA.
- Na opção bi-horária o termo de energia nas horas fora de vazio é igual à tarifa aditiva e o termo de energia nas horas de vazio está acima da tarifa aditiva.
- Na opção tri-horária o termo de energia nas horas cheias e nas horas de vazio está acima da tarifa aditiva, verificando-se o oposto para o termo de energia nas horas de ponta.

Sublinha-se que nas tarifas transitórias para o ano de 2020 foi implementada uma convergência em alguns preços em BTN < ($\leq 20,7$ kVA), no sentido de eliminar diferenças de preços motivadas por situações históricas e que não decorrem da soma das tarifas reguladas por atividade²³. Esta convergência foi possível num contexto em que essas diferenças já eram de amplitude reduzida.

²² A opção tarifária simples de BTN< Sazonal apresenta uma distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva de 23%, pelo que lhe foi aplicada uma variação máxima por termo tarifário de 2,4%, o dobro da taxa de inflação prevista para 2020. Com esta variação procura-se minimizar o agravamento da distorção em termos de aditividade tarifária, quando comparada com as tarifas do ano 2019, identificado pelo Conselho Tarifário no seu Parecer sobre a «Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2020».

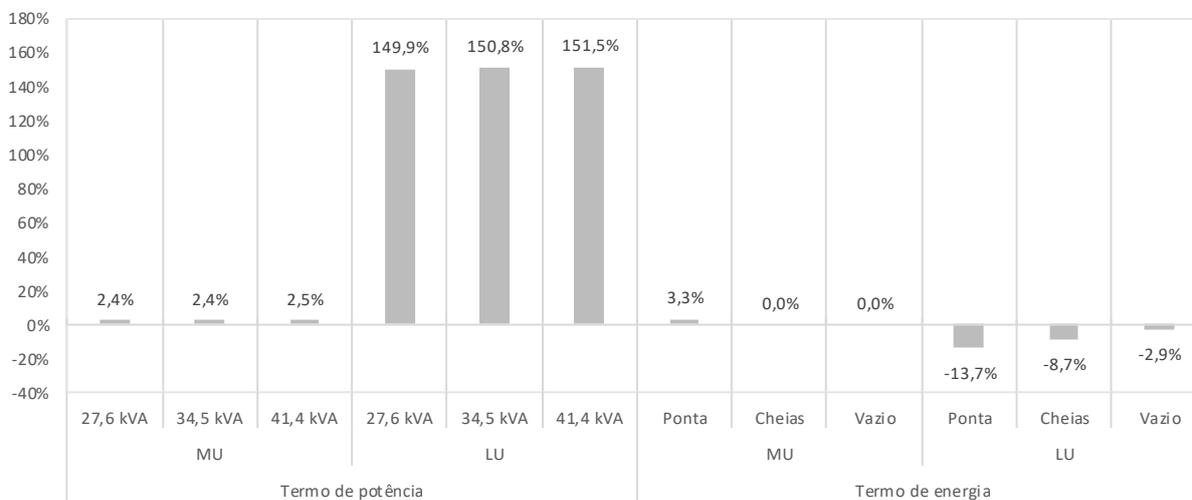
²³ As diferenças anteriormente existentes ocorriam nos preços de energia ativa em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) e em BTN Sazonal ($\leq 20,7$ kVA), existindo preços diferentes entre os escalões de potência até 6,9 kVA e os escalões acima de 6,9 kVA.

Figura 4-3 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN >



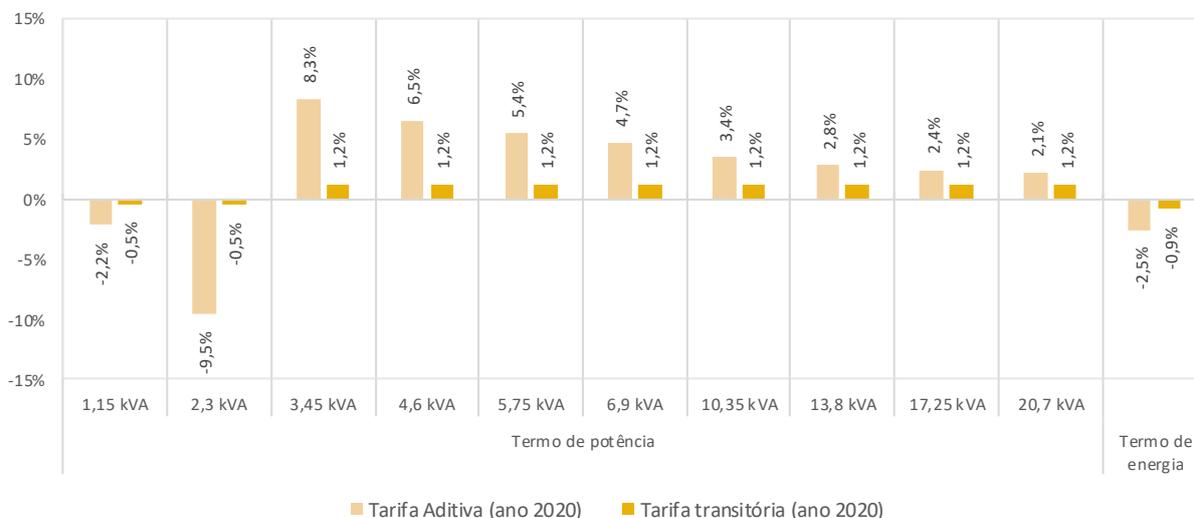
Nota: As variações tarifárias foram calculadas face à tarifa transitória do ano 2019, aplicada à estrutura de consumo do ano 2020.

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



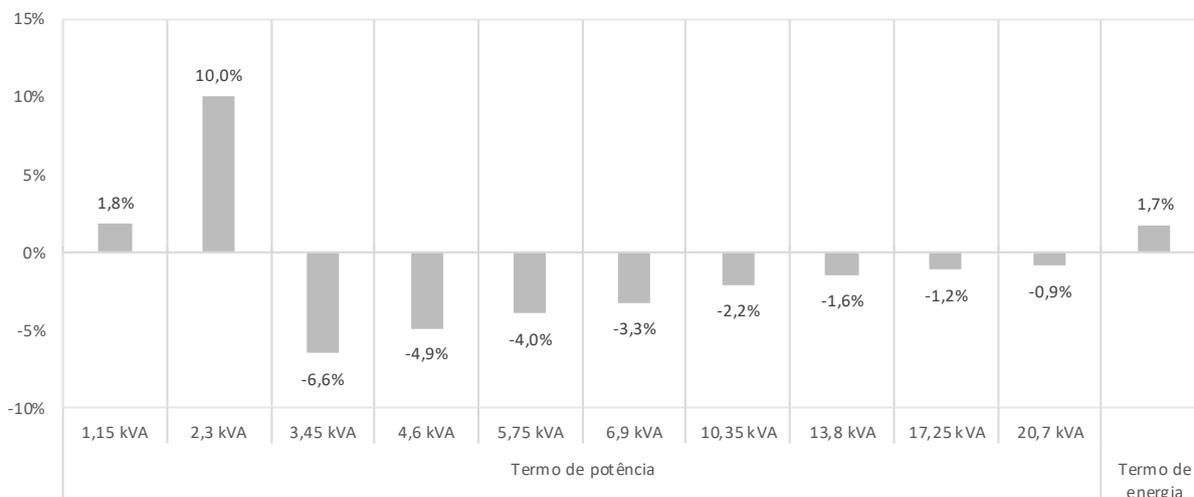
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-5 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (simples)



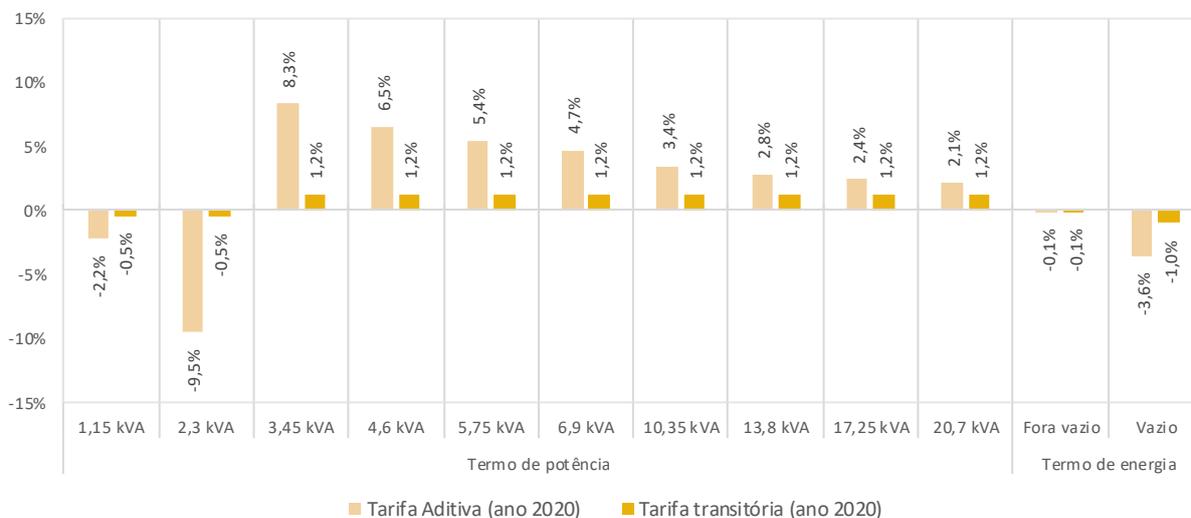
Nota: Os valores apresentados para a energia são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA e ≤ 6,9 kVA.

Figura 4-6 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário



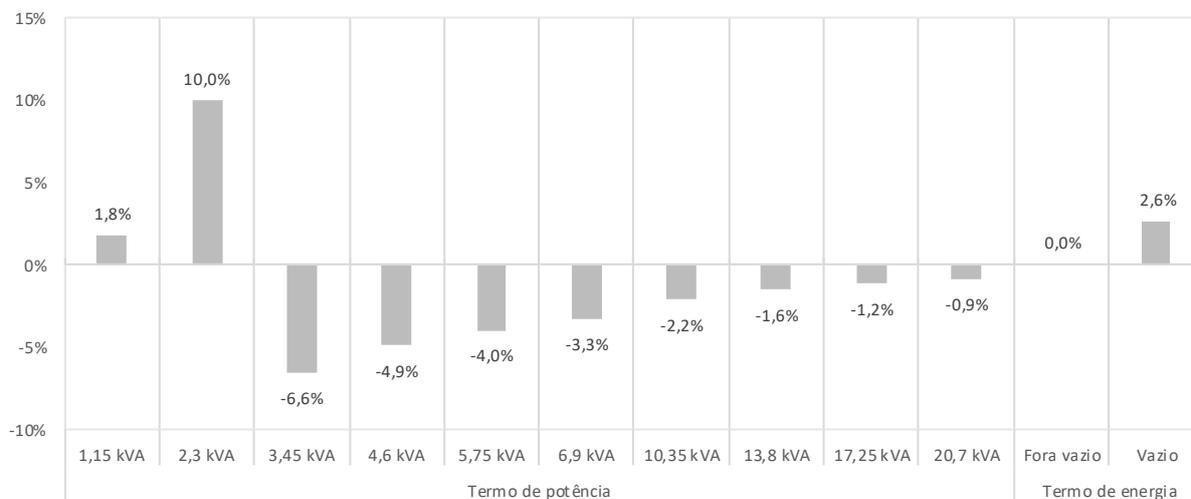
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-7 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (bi-horária)



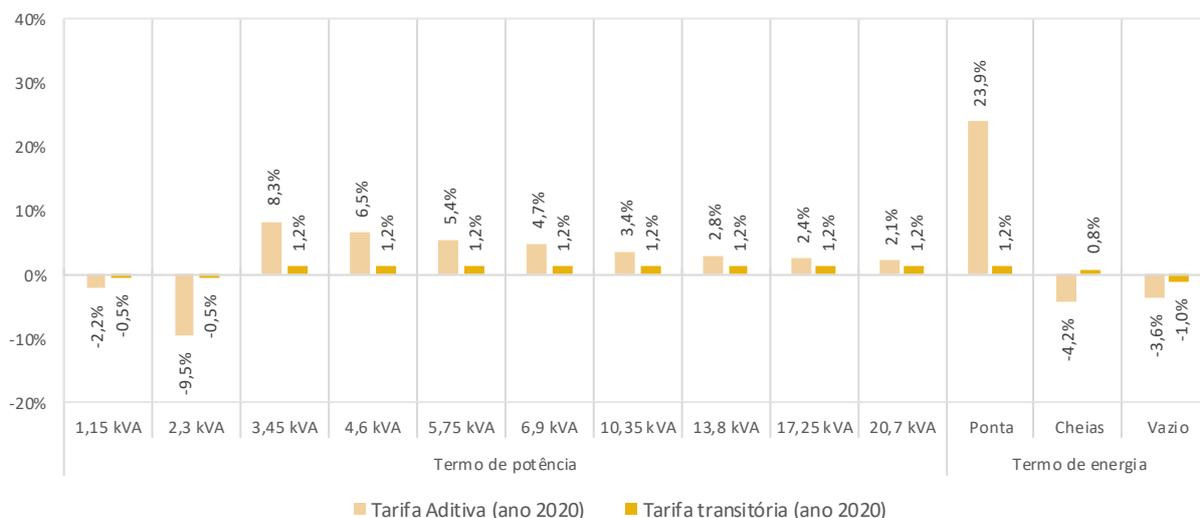
Nota: Os valores apresentados para a energia são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA e ≤ 6,9 kVA.

Figura 4-8 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário



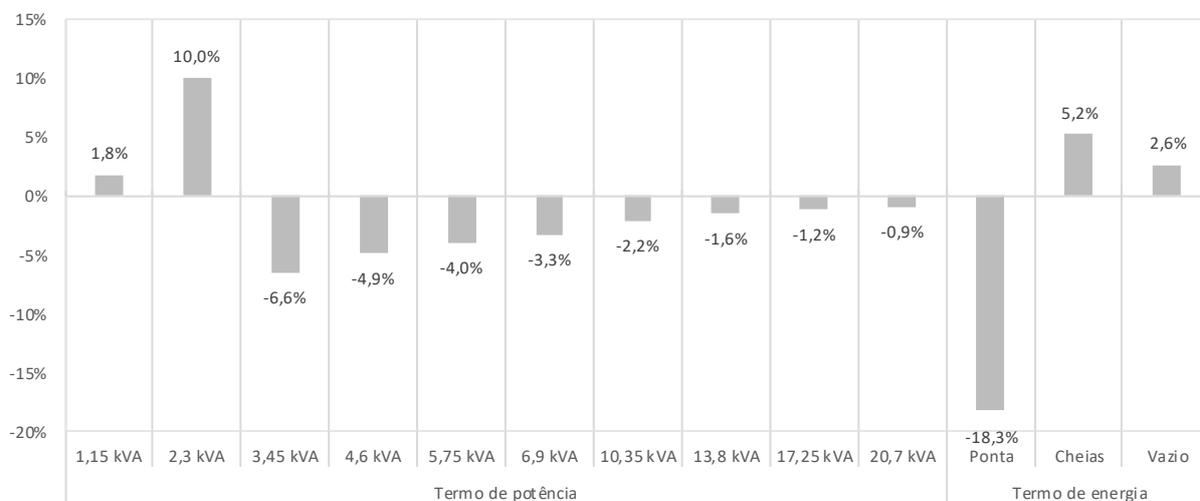
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-9 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (tri-horário)



Nota: Os valores apresentados para a energia são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA e ≤ 6,9 kVA.

Figura 4-10 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horário), 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, entre 2019 e 2020, de todas as opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN.

Quadro 4-2 - Variações médias por opção tarifária das tarifas transitórias em BTN

Variação média por opção tarifária, 2020/2019 em %	BTN<=2,3 kVA Simples	BTN< Simples 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN< Simples 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN< Bi-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN< Bi-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN< tri-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN< tri-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA
	0,2	-0,4	-0,5	-0,1	-0,6	0,6	-0,4
Variação média por opção tarifária, 2020/2019 em %	BTN Sazonal< Simples 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN Sazonal< Simples 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN Sazonal< Bi-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN Sazonal< Bi-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN Sazonal < Tri-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN Sazonal < Tri-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA	
	0,8	-0,9	0,1	-0,2	0,5	-0,3	
Variação média por opção tarifária, 2020/2019 em %	BTN> MU	BTN> LU	BTN Sazonal>				
	-0,9	1,0	0,0				

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

Variação por termo tarifário, 2020/2019 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6 kVA	34,5 kVA	41,4 kVA
BTN > MU	-2,6	0,3	0,3	-2,0	-2,0	-2,1
BTN > LU	1,2	1,2	1,2	-0,4	-0,4	-0,4
BTN Sazonal >	-0,4	-0,4	0,3	1,2	1,2	1,2

Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN <, para potências contratadas entre 10,35 kVA e 20,7 kVA

Variação por termo tarifário, 2020/2019 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA			
	Pontas	Cheias	Vazio	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN< Simples	-1,0			1,2	1,2	1,2	1,2
BTN< Bi-horária	-0,9		-1,1	1,2	1,2	1,2	1,2
BTN< Tri-horária	-0,6	-0,4	-1,1	1,2	1,2	1,2	1,2
BTN Sazonal< Simples	-2,3			2,4	2,4	2,4	2,4
BTN Sazonal< Bi-horária	-0,5		-1,0	1,2	1,2	1,2	1,2
BTN Sazonal < Tri-horária	-0,4	-1,1	-1,0	1,2	1,2	1,2	1,2

Quadro 4-5 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN <, para potências contratadas entre 1,15 kVA e 6,9 kVA

Variação por termo tarifário, 2020/2019 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA					
	Pontas	Cheias	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9
BTN<=2,3 kVA Simples	0,7			-0,5	-0,5				
BTN< Simples	-0,9					1,2	1,2	1,2	1,2
BTN< Bi-horária	-0,1		-1,0	-0,5	-0,5	1,2	1,2	1,2	1,2
BTN< Tri-horária	1,2	0,8	-1,0	-0,5	-0,5	1,2	1,2	1,2	1,2
BTN Sazonal< Simples	-0,4					2,4	2,4	2,4	2,4
BTN Sazonal< Bi-horária	-0,4		-0,4			1,2	1,2	1,2	1,2
BTN Sazonal < Tri-horária	-0,4	-0,4	-0,4			1,2	1,2	1,2	1,2

4.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES: TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No caso da Região Autónoma do 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, nas Regiões Autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo.

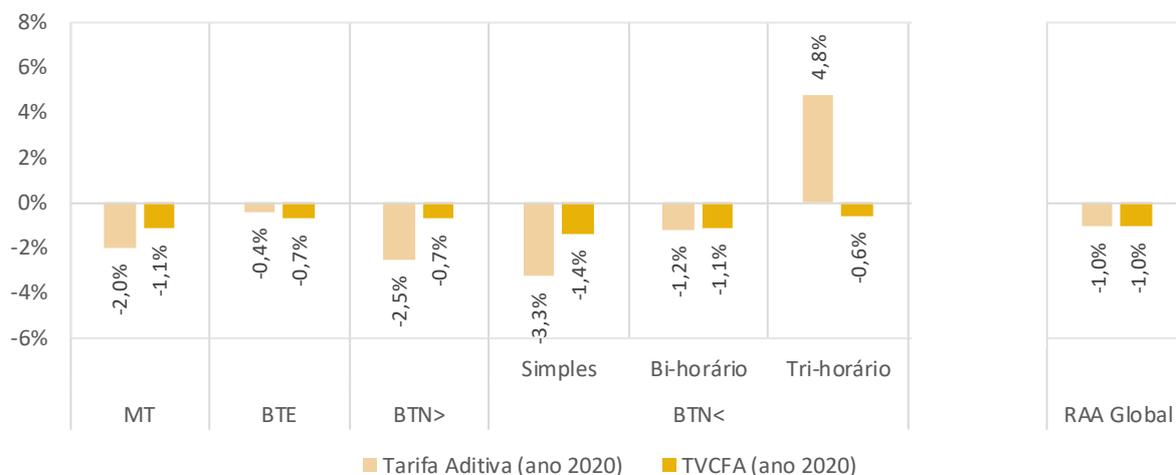
Nas seguintes secções avalia-se a aditividade da tarifa de Venda a Clientes Finais dos Açores (TVCF), identificando assim o efeito do mecanismo de convergência. A secção 4.2.1 analisa a variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais de forma agregada. A secção 4.2.2 apresenta as variações de 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 DA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A Figura 4-11 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCF²⁴. Enquanto que para a globalidade da RAA as variações tarifárias são iguais em ambos os casos, existem diferenças por subgrupo de consumidores. As diferenças resultam da limitação das variações máximas na TVCF através do mecanismo de convergência, resultando em regra em variações tarifárias de menor amplitude na TVCF.

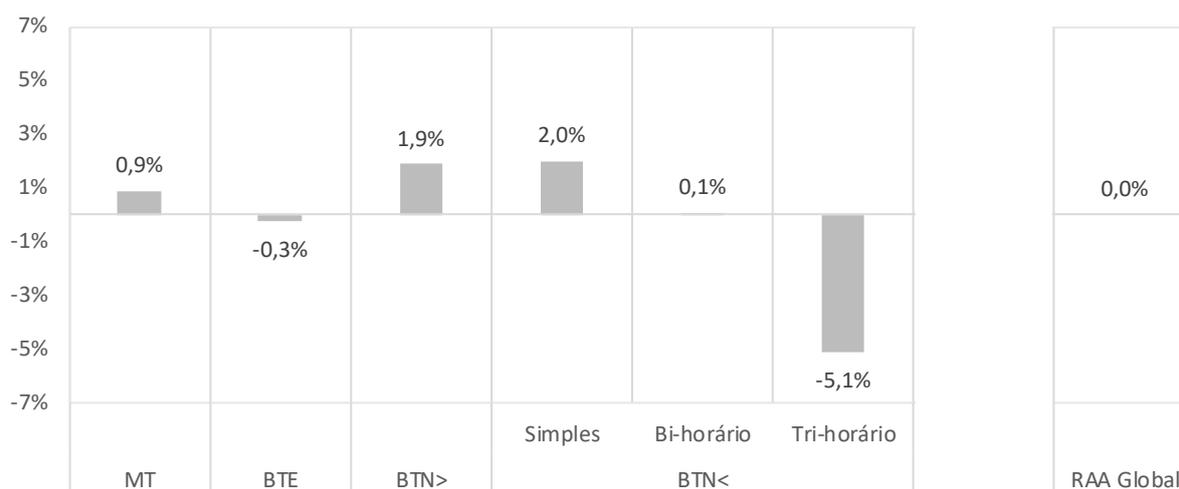
²⁴ O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

Figura 4-11 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA



A Figura 4-12 apresenta a distância relativa da TVCFA face à tarifa aditiva, por nível de tensão e opção tarifária. No total da RAA regista-se que a distância é nula, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a RAA. Por nível de tensão e opção tarifária 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 4-12 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva



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

4.2.2 VARIÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS 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 2020, quando comparadas com a TVCFA 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 contexto do mecanismo de convergência aplicável à TVCFA na RAA ²⁵, foi considerada uma variação máxima por termo tarifário de 1,2%. Esta variação compara com uma variação tarifária média global na aplicação das tarifas aditivas de -1,0% na RAA.

Das figuras seguintes destacam-se as seguintes observações:

- **MT**
 - Enquanto que a maioria dos termos de energia ativa estão abaixo da tarifa aditiva, os termos de potência e os termos de energia reativa estão acima da tarifa aditiva.
 - Um dos termos de super vazio e o termo fixo são iguais entre a TVCFA e a tarifa aditiva.
- **BTE**
 - Enquanto que a maioria dos termos de energia ativa e o termo de potência contratada estão abaixo da tarifa aditiva, o termo de potência em horas de ponta e os termos de energia reativa estão acima da tarifa aditiva.
 - Alguns termos de vazio e o termo fixo são iguais entre a TVCFA e a tarifa aditiva.
- **BTN >**
 - Os termos de potência e a energia ativa em horas de ponta estão acima da tarifa aditiva (verifica-se o oposto para a energia ativa em horas de vazio).
 - O termo de cheias é igual entre a TVCFA e a tarifa aditiva.

²⁵ Designado por «Mecanismo de convergência das tarifas da RAA para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental». Mecanismo previsto no Artigo 159.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico n.º 619/2017, de 18 de dezembro, com as alterações aprovadas pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro.

- **BTN <**

- Os termos de potência estão abaixo da tarifa aditiva.
- Na opção simples o termo de energia está acima da tarifa aditiva.
- Na opção bi-horária o termo de energia fora de vazio está acima da tarifa aditiva, enquanto que o vazio está quase alinhado.
- Na opção tri-horária o termo de energia para horas cheias está acima da tarifa aditiva, enquanto o termo de energia para horas de ponta está abaixo. O termo de vazio está quase alinhado com a tarifa aditiva.

Sublinha-se que nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para o ano de 2020 foi implementada uma convergência em alguns preços em BTN < ($\leq 20,7$ kVA), no sentido de eliminar diferenças de preços motivadas por situações históricas e que não decorrem da soma das tarifas reguladas por atividade ²⁶. Esta convergência foi possível num contexto em que essas diferenças já eram de amplitude reduzida.

²⁶ As diferenças anteriormente existentes ocorriam nos preços de potência em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA), existindo preços diferentes entre a opção tarifária simples e as opções tarifárias bi- e tri-horárias.

Figura 4-13 - Variações dos preços da TVCFA em MT

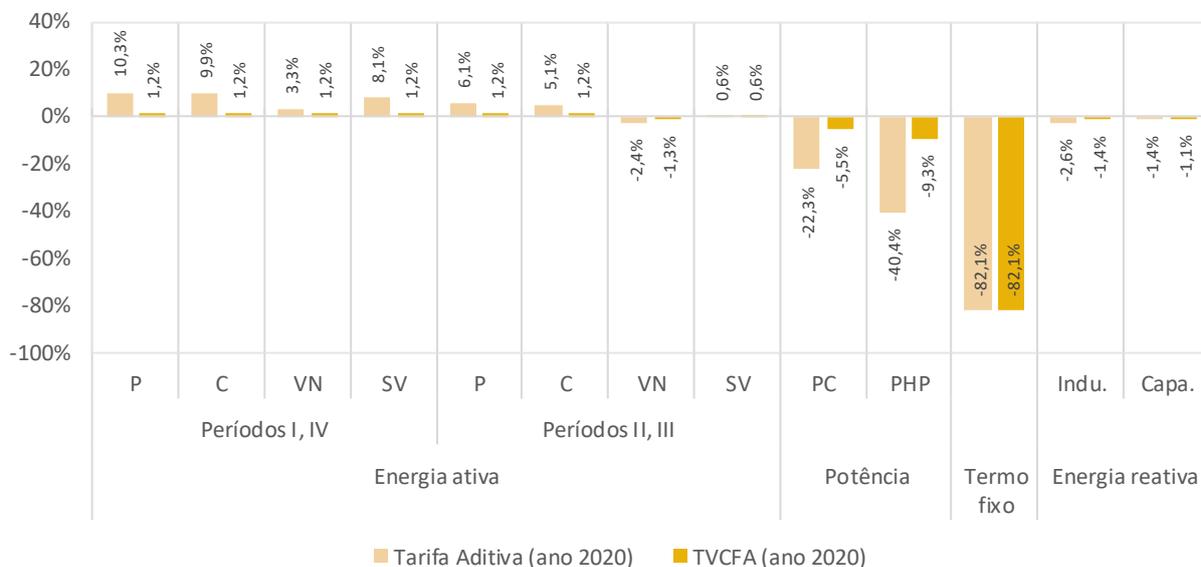
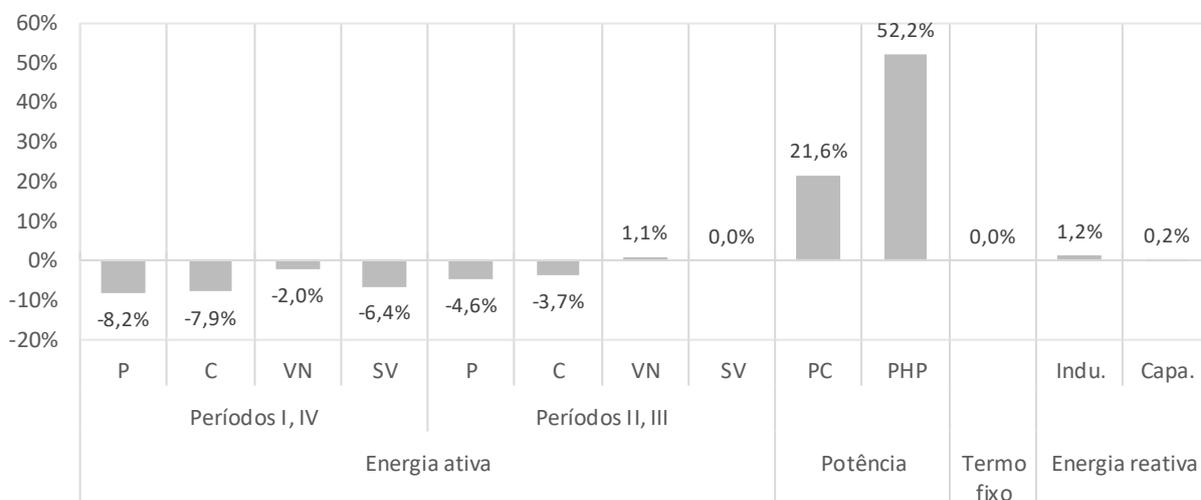


Figura 4-14 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário



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 4-15 - Variações dos preços da TVCFA em BTE

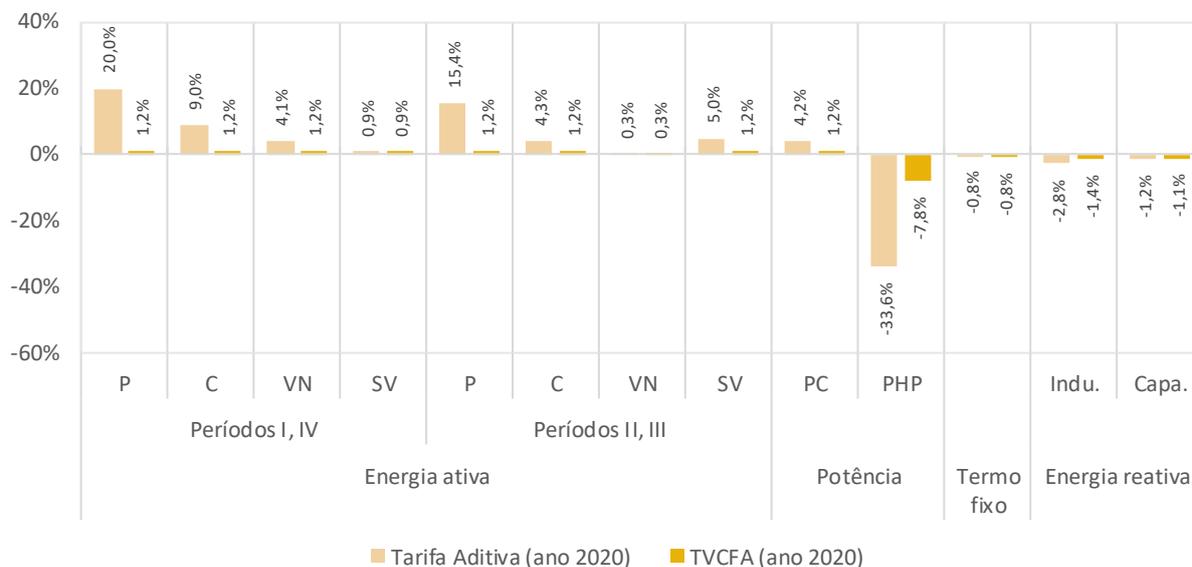
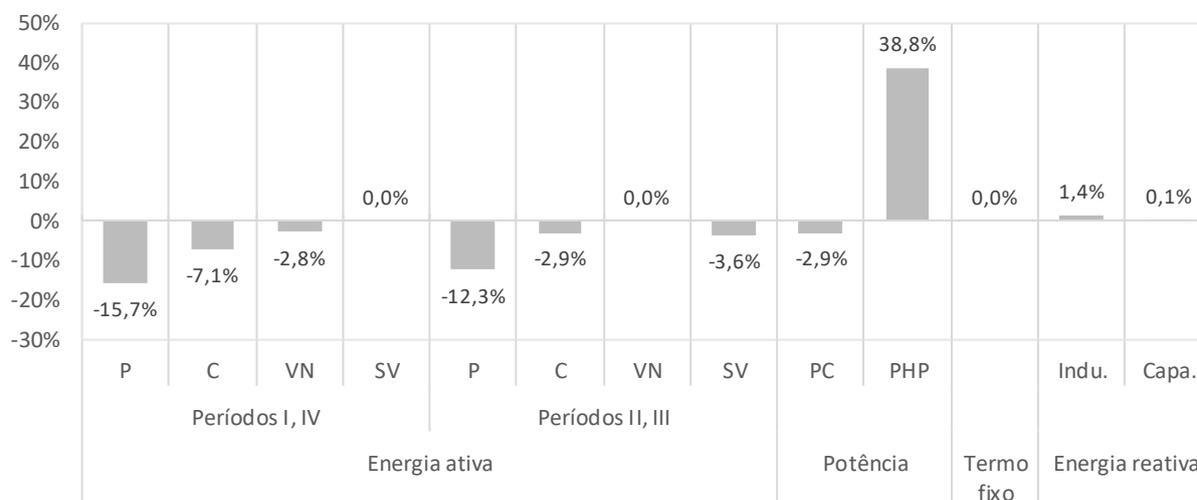


Figura 4-16 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário



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 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTN >

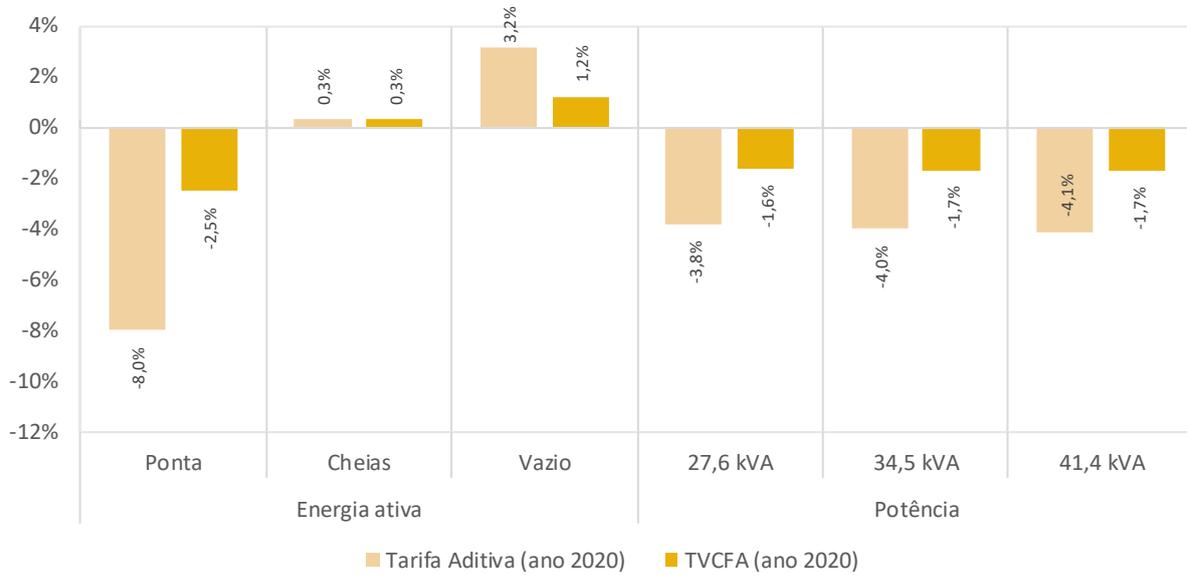
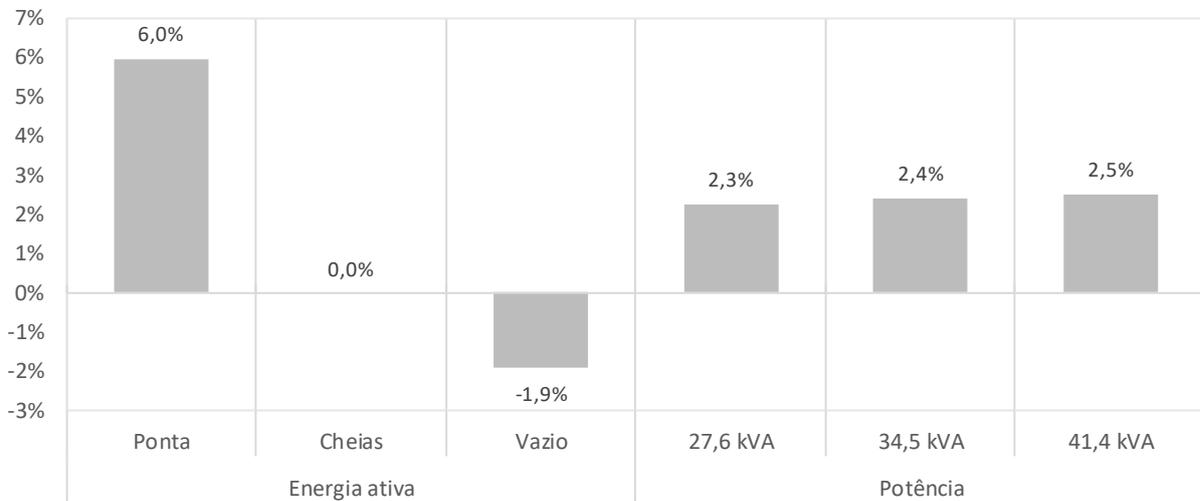
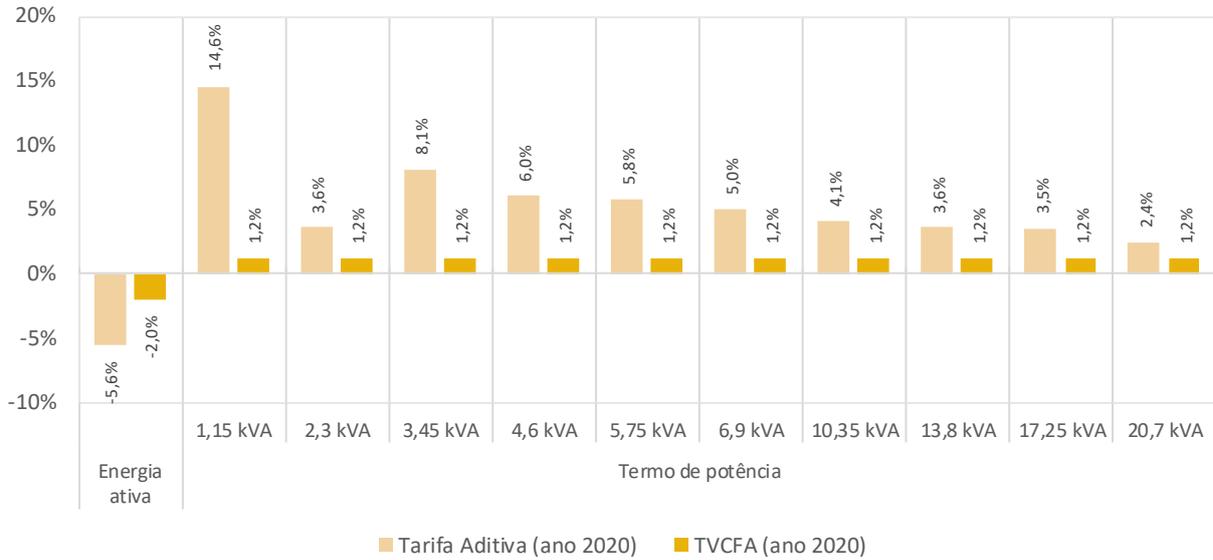


Figura 4-18 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário



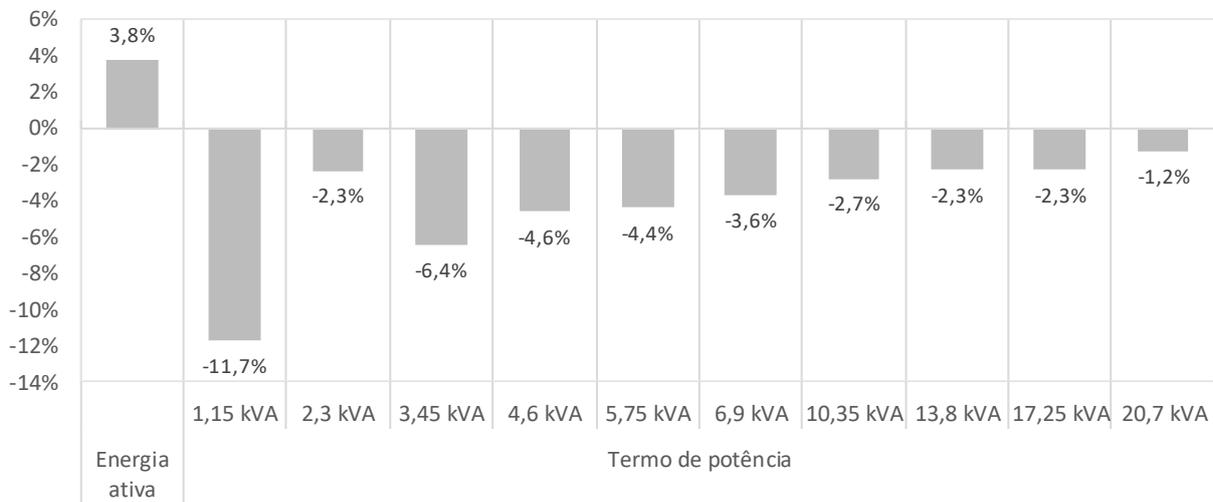
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (simples)



Nota: Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-20 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário



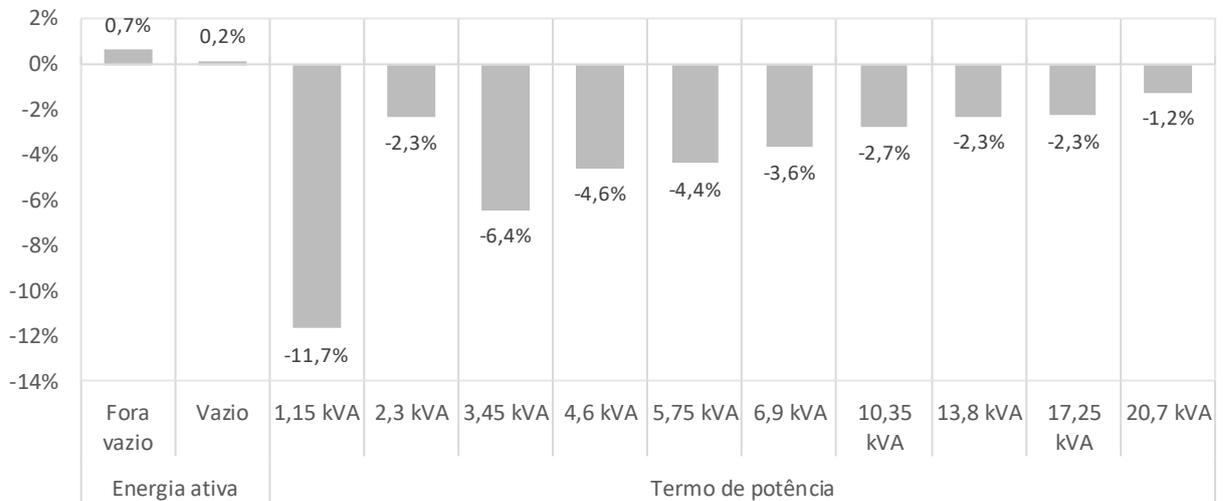
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



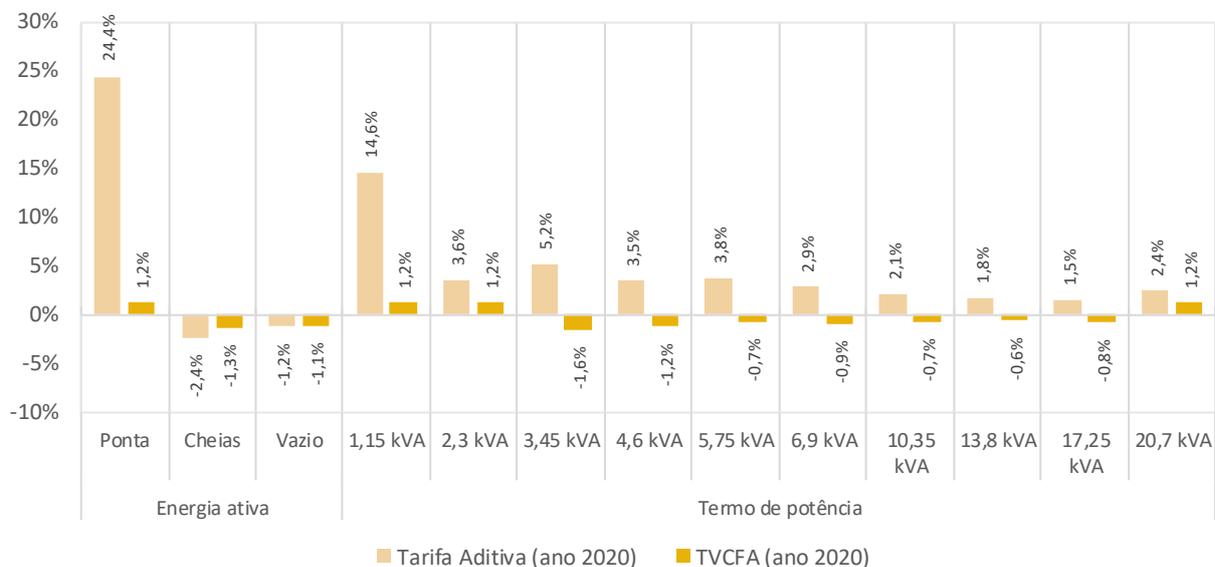
Nota: Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



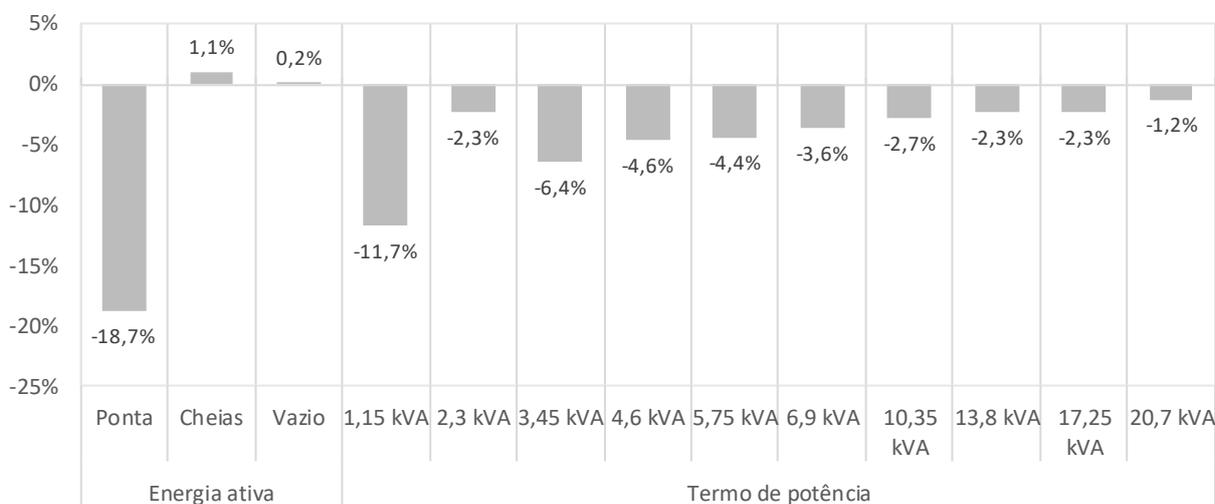
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



Nota: 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 < (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, de 2019 para 2020.

Quadro 4-6 - Variações médias por opção tarifária na RAA

Variação média por opção tarifária, 2020/2019 em %	MT			
	-1,1			
Variação média por opção tarifária, 2020/2019 em %	BTE		BTN >	
	-0,7		-0,7	
Variação média por opção tarifária, 2020/2019 em %	BTN ≤ 2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária
	-0,4	-1,4	-1,1	-0,6

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

Variação por termo tarifário, 2020/2019 em %	Energia ativa								Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio					
MT	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	-1,3	0,6	-5,5	-9,3	-82,1	-1,4	-1,1
BTE	1,2	1,2	1,2	0,9	1,2	1,2	0,3	1,2	1,2	-7,8	-0,8	-1,4	-1,1

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

Variação por termo tarifário, 2020/2019 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > 20,7 kVA	-2,5	0,3	1,2	-1,6	-1,7	-1,7

Quadro 4-9 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN < na RAA

Variação por termo tarifário, 2020/2019 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Ponta	Cheia	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN ≤ 2,3 kVA Simples	-1,1			1,2	1,2								
BTN ≤ 20,7 kVA Simples	-2,0					1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
BTN ≤ 20,7 kVA Bi-horária	-1,2		-1,1	1,2	1,2	-1,6	-1,2	-0,7	-0,9	-0,7	-0,6	-0,8	1,2
BTN ≤ 20,7 kVA Tri-horária	1,2	-1,3	-1,1	1,2	1,2	-1,6	-1,2	-0,7	-0,9	-0,7	-0,6	-0,8	1,2

4.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA: TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

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, nas Regiões Autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo.

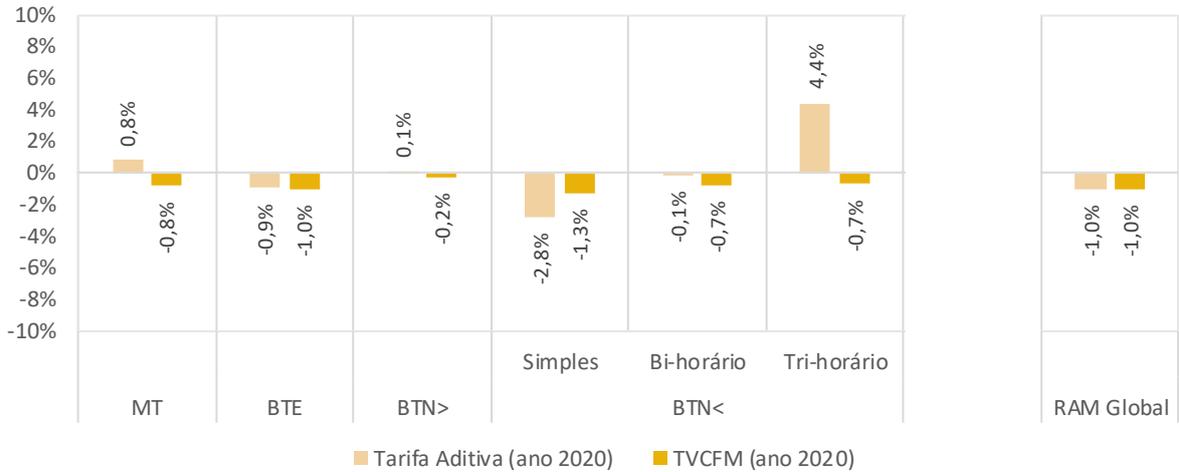
Nas seguintes secções avalia-se a aditividade da tarifa de Venda a Clientes Finais da Madeira (TVCFM), identificando assim o efeito do mecanismo de convergência. A secção 4.2.1 analisa a variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais de forma agregada. A secção 4.2.2 apresenta as variações de 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 DA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A Figura 4-11 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM²⁷. Enquanto que para a globalidade da RAM as variações tarifárias são iguais em ambos os casos, existem diferenças por subgrupo de consumidores. As diferenças resultam da limitação das variações máximas na TVCFM através do mecanismo de convergência, resultando em variações tarifárias de menor amplitude na TVCFM.

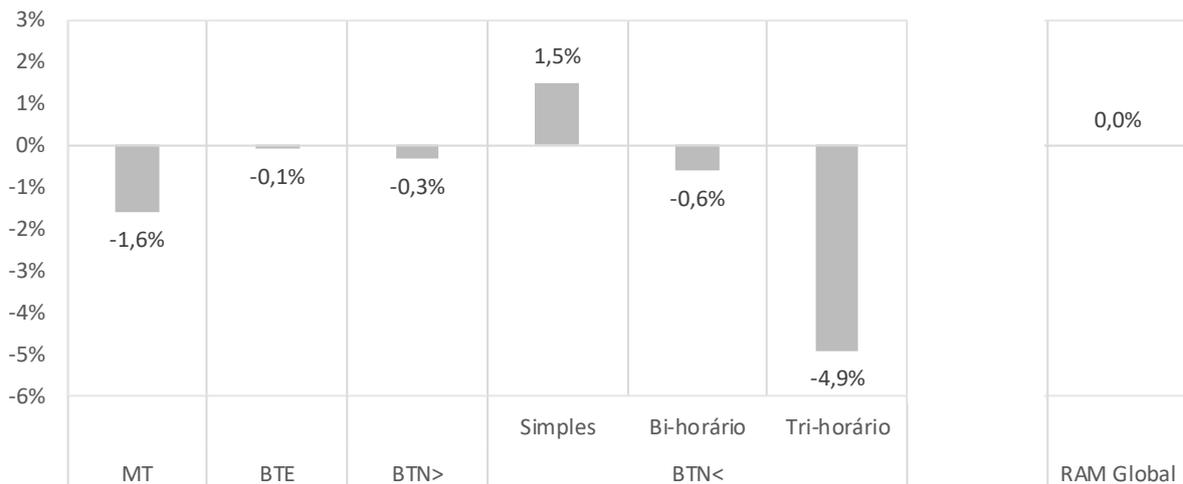
²⁷ O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

Figura 4-25 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM



A Figura 4-26 apresenta a distância relativa da TVCFM face à tarifa aditiva, por nível de tensão e opção tarifária. No total da RAM regista-se que a distância é nula, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a RAM. Por nível de tensão e opção tarifária 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 4-26 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva



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

4.3.2 VARIÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS 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 2020, quando comparadas com a TVCFM 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 contexto do mecanismo de convergência aplicável à TVCFM na RAM ²⁸, foi considerada uma variação máxima por termo tarifário de 1,2%. Esta variação compara com uma variação tarifária média global na aplicação das tarifas aditivas de -1,0% na RAM.

Das figuras seguintes destacam-se as seguintes observações:

- **MT**
 - Enquanto que a maioria dos termos de energia ativa estão abaixo da tarifa aditiva, os termos de potência e os termos de energia reativa estão acima da tarifa aditiva.
 - O termo fixo é igual entre a TVCFM e a tarifa aditiva.
- **BTE**
 - Enquanto que a maioria dos termos de energia ativa e o termo de potência contratada estão abaixo da tarifa aditiva, o termo de potência em horas de ponta e os termos de energia reativa estão acima da tarifa aditiva.
 - Alguns termos de vazio e o termo fixo são iguais entre a TVCFM e a tarifa aditiva.
- **BTN >**
 - Os termos de potência e a energia ativa em horas de vazio estão abaixo da tarifa aditiva (verifica-se o oposto para a energia ativa em horas de ponta).
 - O termo de cheias é igual entre a TVCFM e a tarifa aditiva.

²⁸ Designado por «Mecanismo de convergência das tarifas da RAM para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental». Mecanismo previsto no Artigo 162.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico n.º 619/2017, de 18 de dezembro, com as alterações aprovadas pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro.

- **BTN <**

- Os termos de potência estão abaixo da tarifa aditiva.
- Na opção simples o termo de energia está acima da tarifa aditiva.
- Na opção bi-horária os termos de energia estão iguais à tarifa aditiva.
- Na opção tri-horária o termo de energia para horas cheias está acima da tarifa aditiva, enquanto o termo de energia para horas de ponta está abaixo. O termo de vazio é igual entre a TVCFM e a tarifa aditiva.

Sublinha-se que nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para o ano de 2020 foi implementada uma convergência em alguns preços em BTN < ($\leq 20,7$ kVA), no sentido de eliminar diferenças de preços motivadas por situações históricas e que não decorrem da soma das tarifas reguladas por atividade ²⁹. Esta convergência foi possível num contexto em que essas diferenças já eram de amplitude reduzida.

²⁹ As diferenças anteriormente existentes ocorriam nos preços de potência em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA), existindo preços diferentes entre a opção tarifária simples e as opções tarifárias bi- e tri-horárias.

Figura 4-27 - Variações dos preços da TVCFM em MT

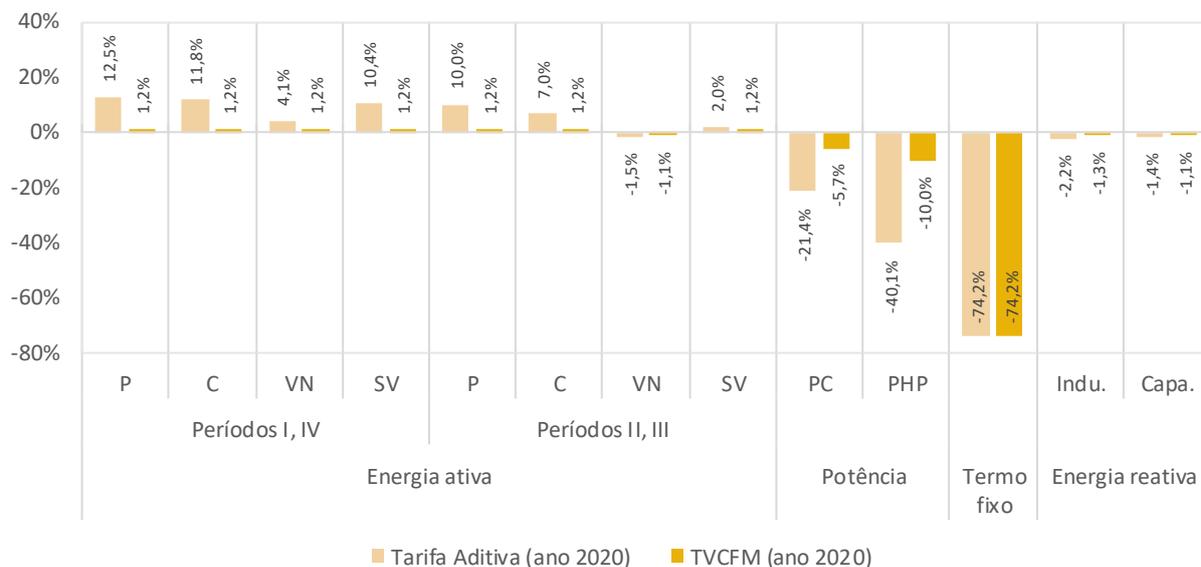
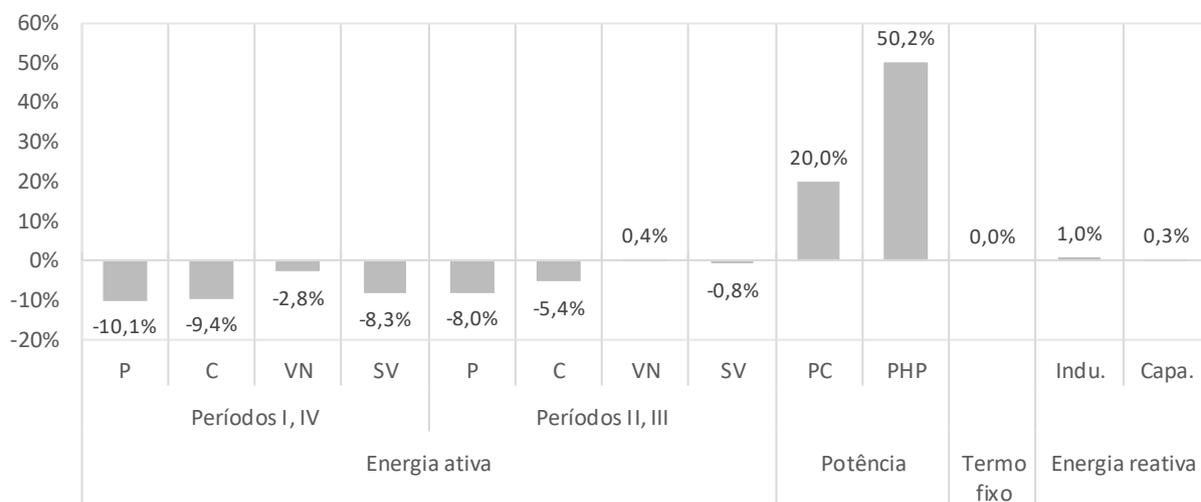


Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário



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 4-29 - Variações dos preços da TVCFM em BTE

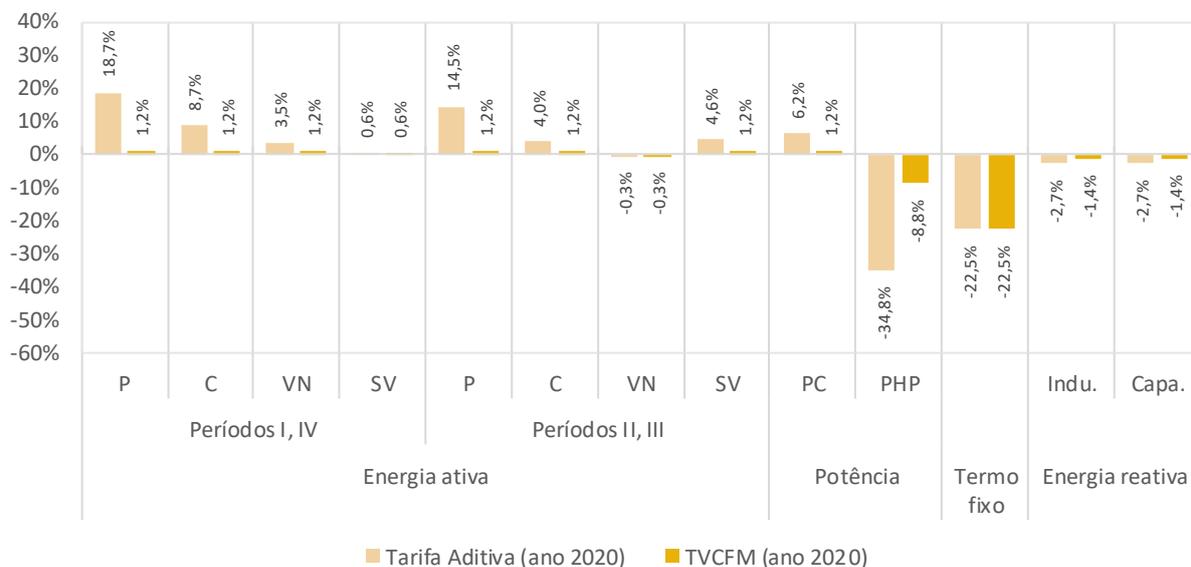
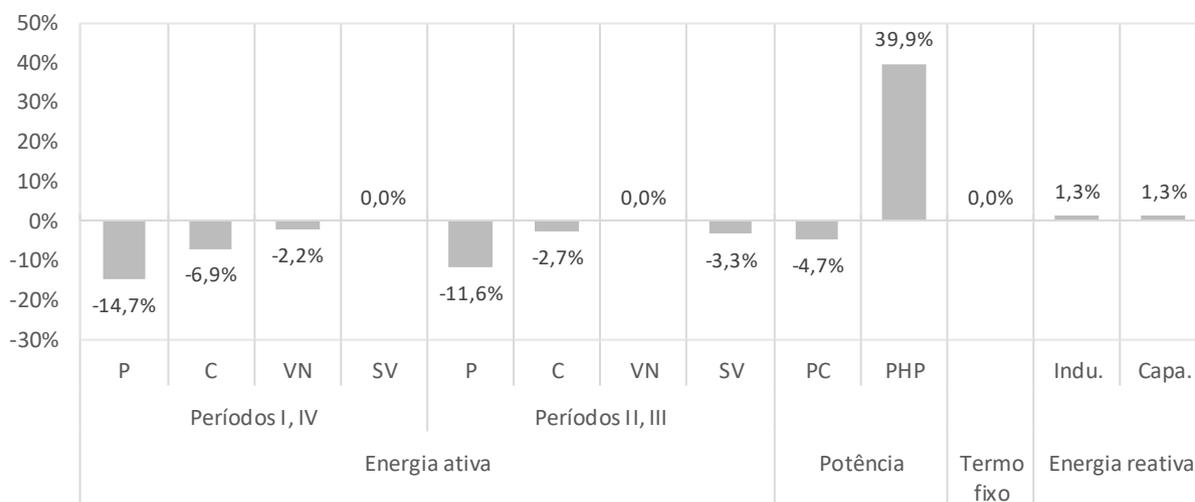


Figura 4-30 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário

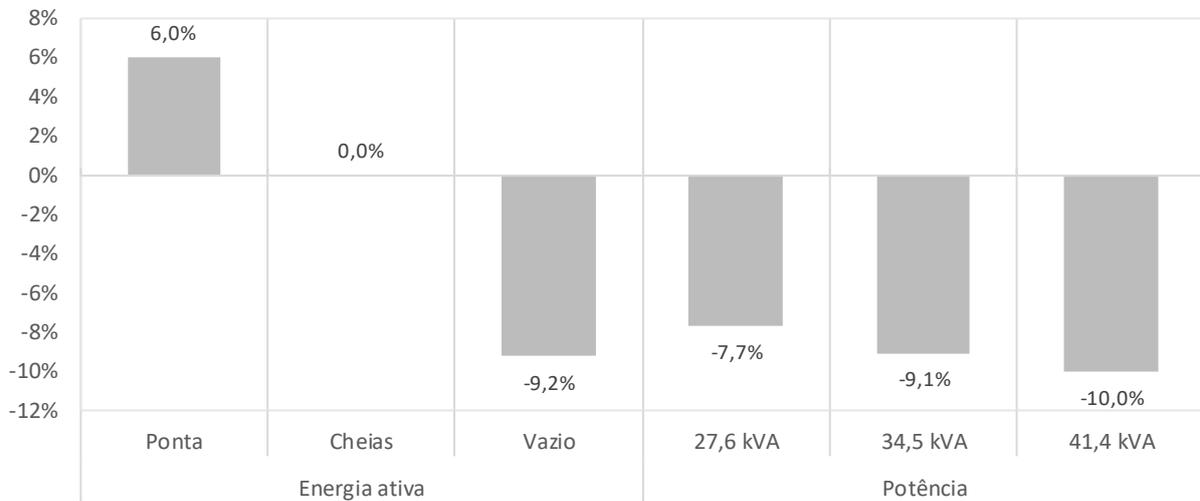


Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-31 - Variações dos preços da TVCFM em BTN >

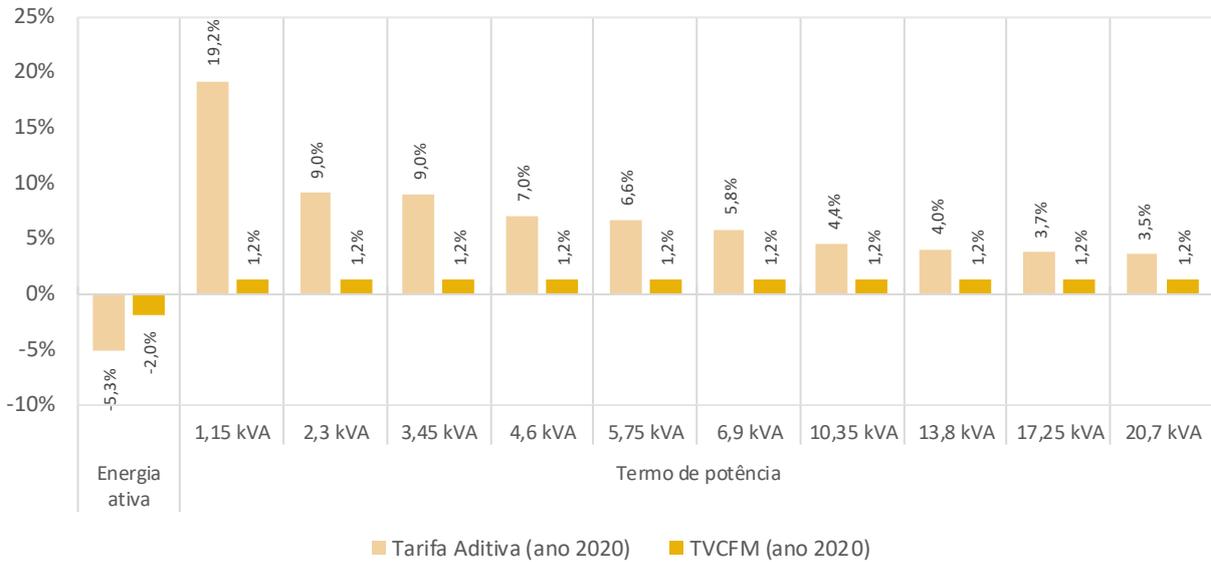


Figura 4-32 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário



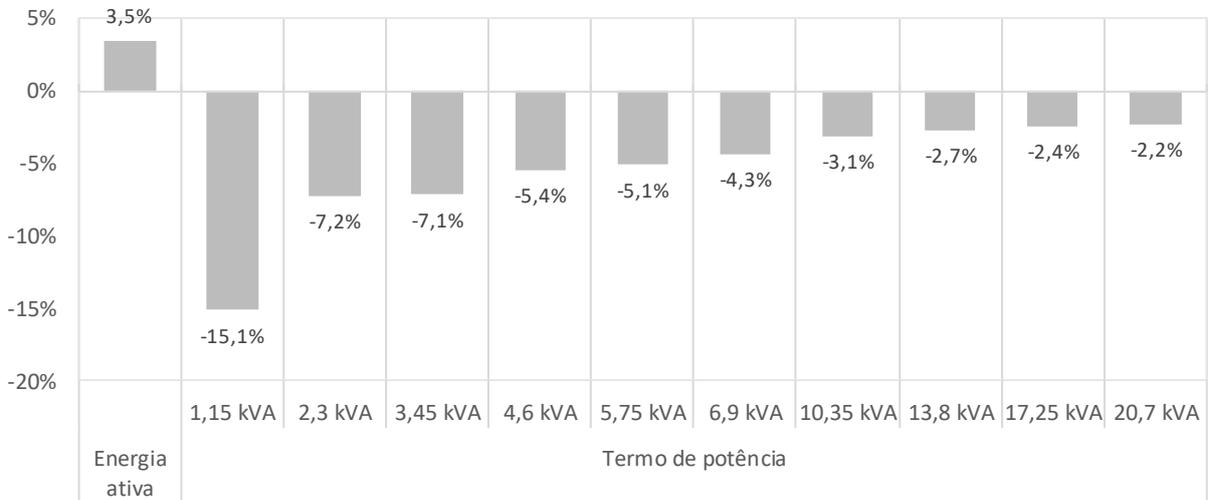
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-33 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (simples)



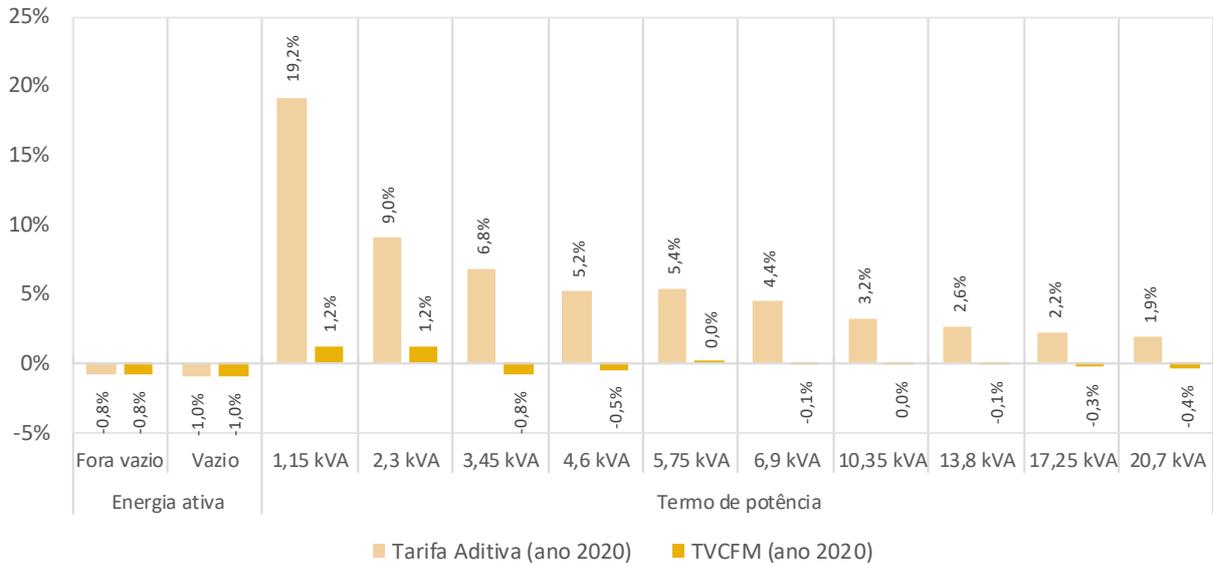
Nota: Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-34 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário



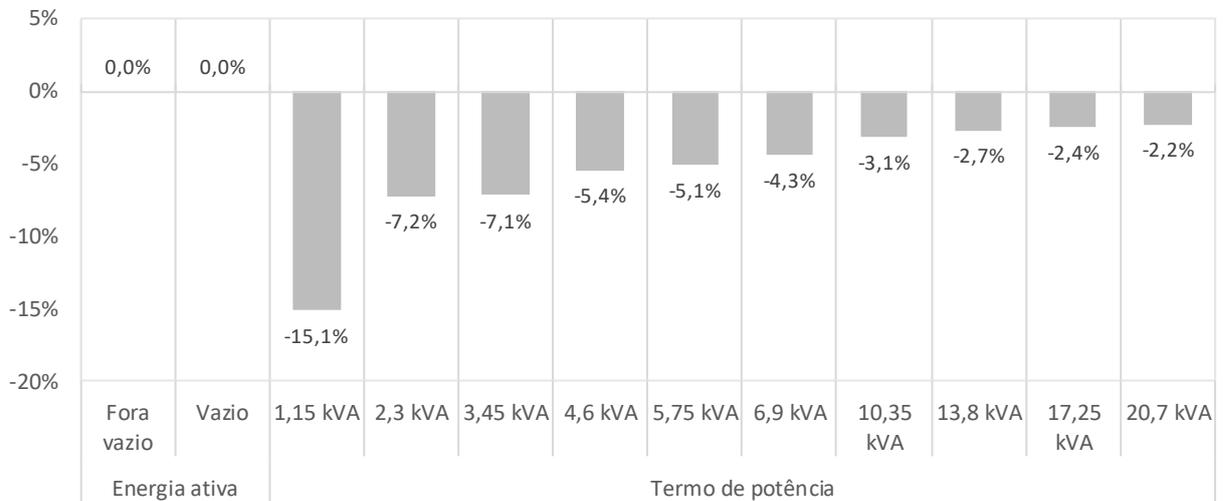
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-35 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (opção bi-horária)



Nota: Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-36 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário



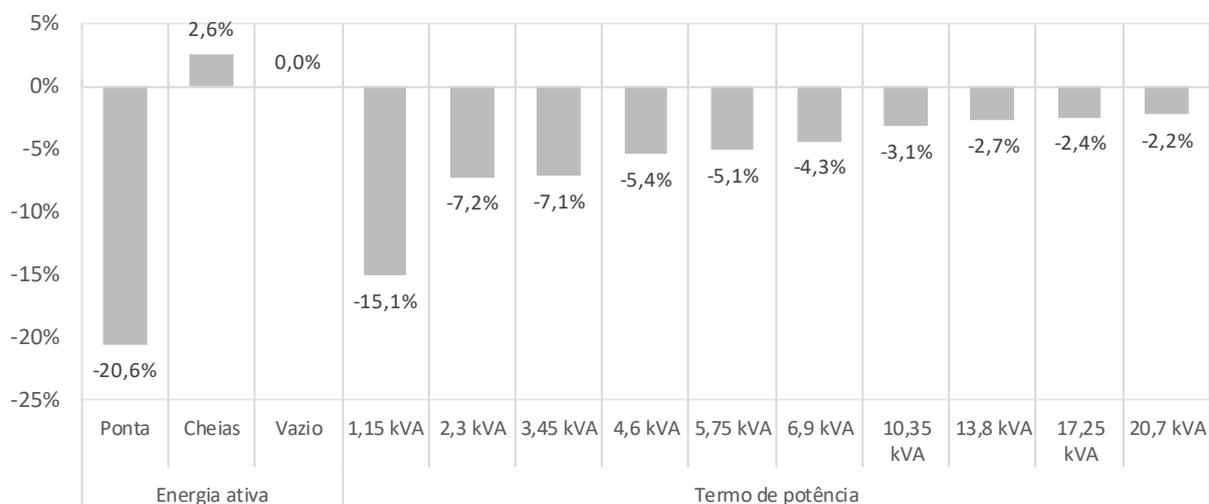
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-37 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (tri-horária)



Nota: Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-38 - 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, de 2019 para 2020.

Quadro 4-10 - Variações médias por opção tarifária na RAM

Variação média por opção tarifária, 2020/2019 em %	MT			
	-0,8			
Variação média por opção tarifária, 2020/2019 em %	BTE		BTN >	
	-1,0		-0,2	
Variação média por opção tarifária, 2020/2019 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária
	0,2	-1,3	-0,7	-0,7

Quadro 4-11 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM

Variação por termo tarifário, 2020/2019 em %	Energia ativa								Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio					
MT	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	-1,1	1,2	-5,7	-10,0	-74,2	-1,3	-1,1
BTE	1,2	1,2	1,2	0,6	1,2	1,2	-0,3	1,2	1,2	-8,8	-22,5	-1,4	-1,4

Quadro 4-12 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN > na RAM

Variação por termo tarifário, 2020/2019 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > 20,7 kVA	-2,7	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2

Quadro 4-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN < na RAM

Variação por termo tarifário, 2020/2019 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Ponta	Cheias	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN <= 2,3 kVA Simples	-0,1			1,2	1,2								
BTN < 20,7 kVA Simples	-2,0					1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
BTN < 20,7 kVA Bi-horária	-0,8		-1,0	1,2	1,2	-0,8	-0,5	0,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,3	-0,4
BTN < 20,7 kVA Tri-horária	1,2	-1,7	-1,0	1,2	1,2	-0,8	-0,5	0,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,3	-0,4

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 ³⁰.

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 (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 foi proposto para os novos ciclos semanais em BTN das Regiões Autónomas que estes diferenciassem o período de junho a outubro do período de novembro a maio.

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 na Regiões Autónomas podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo diário e o ciclo diário opcional.

³⁰ Esta decisão encontra-se justificada num estudo que acompanha a proposta de tarifas e preços do setor elétrico para o ano 2018.

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 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

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Segunda a Sexta-feira	Segunda a Sexta-feira
Ponta: 5 h / dia	Ponta: 3 h / dia
Cheias: 12 h / dia	Cheias: 14 h / dia
Vazio normal: 3 h / dia	Vazio normal: 3 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
Sábados	Sábados
Cheias: 7 h / dia	Cheias: 7 h / dia
Vazio normal: 13 h / dia	Vazio normal: 13 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
Domingos	Domingos
Vazio normal: 20 h / dia	Vazio normal: 20 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / 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

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / 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 propõe manter em 2019 a utilização das durações apresentadas no Quadro 5-5.

Quadro 5-5 - 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 Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio: 7 h / dia	Segunda a Sexta- feira Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio: 7 h / dia
Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia	Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia
Domingos Vazio: 24 h / dia	Domingos Vazio: 24 h / 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. Nalgumas 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.

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

5.1 PORTUGAL CONTINENTAL

Para as tarifas de acesso às redes dos clientes em MAT, AT e MT em Portugal continental aplica-se o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional. Para os clientes em BTE e BTN aplica-se o ciclo semanal e o ciclo diário. Para as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AT e MT, em Portugal continental, aplica-se adicionalmente o ciclo diário transitório.

Os períodos horários destes ciclos de contagem estão reunidos do Quadro 5-6 ao Quadro 5-9.

Quadro 5-6 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2020

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 5-7 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2020

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	Cheias:	00.00/00.30 h
	07.30/17.00 h		07.30/14.00 h
	22.00/24.00 h		17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h
	06.00/07.30 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	Cheias:	10.00/13.30 h
	17.30/22.30 h		19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h
	07.00/10.30 h		07.30/10.00 h
	12.30/17.30 h		13.30/19.30 h
	22.30/24.00 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	Vazio normal:	00.00/04.00 h
	08.00/24.00 h		08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Quadro 5-8 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2020

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	Ponta:	10.30/13.00 h
	18.00/20.30 h		19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h
	10.30/18.00 h		13.00/19.30 h
	20.30/22.00 h		21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h
	22.00/02.00 h		22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Quadro 5-9 - Ciclo diário transitório para AT e MT em Portugal continental em 2020

Ciclo diário transitório para AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.30 h 19.00/21.00 h	Ponta:	10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/23.00 h
Vazio normal:	22.00/02.00 h 06.00/08.00 h	Vazio normal:	23.00/02.00 h 06.00/09.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

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 5-10 ao Quadro 5-12.

Quadro 5-10 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2020

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 5-11 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2020

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 5-12 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2020

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 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.

Quadro 5-13 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2020

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 5-14 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2020

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 5-15 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2020

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 DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO EM BTN

Neste capítulo caracterizam-se as ofertas comerciais de eletricidade no simulador de preços de energia ³¹, de acordo com a informação disponível no final do 3.º trimestre de 2019 ³². A comparação das ofertas em termos de fatura anual inclui as taxas e impostos aplicáveis ³³.

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

A análise é feita com base em três consumidores tipo de eletricidade e três consumidores tipo de gás natural, representativos do segmento residencial:

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

³¹ 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.

³² Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a última semana de setembro de 2019.

³³ A comparação não inclui para a eletricidade a taxa DGEG e para o gás natural a taxa de ocupação do subsolo (que varia regionalmente).

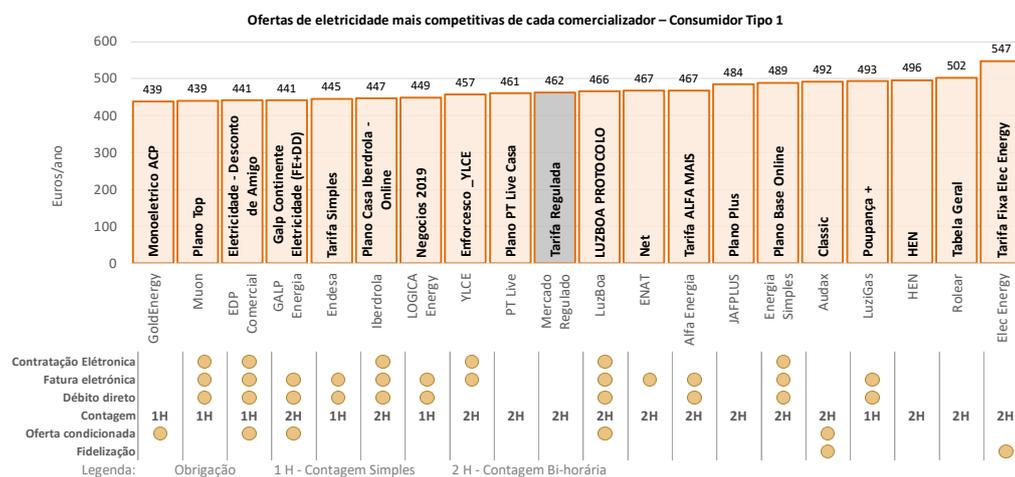
6.1 OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE EM BTN NO 3.º TRIMESTRE DE 2019

6.1.1 CONSUMIDOR TIPO 1

Ofertas de eletricidade ³⁴

Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos 19 comercializadores, nove comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

A oferta comercial de eletricidade com menor fatura anual é da GoldEnergy (Monoelétrico ACP), com um valor de 439 euro/ano, que corresponde a um desconto de -5% e uma poupança de 23 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

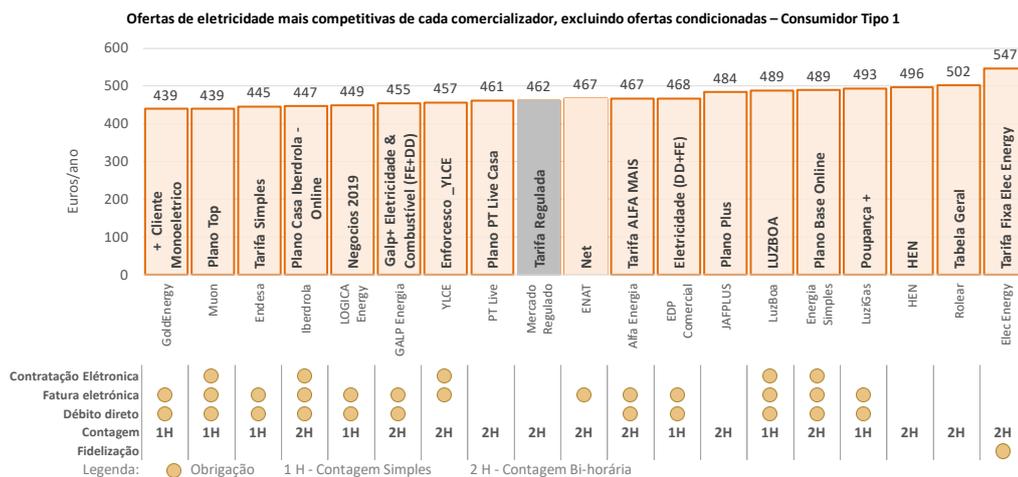


A figura anterior inclui as ofertas condicionadas ³⁵ que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que neste caso oito comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada ³⁶. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura anual é da GoldEnergy (+ Cliente Monoelétrico), com um valor de 439 euro/ano, que corresponde a um desconto de -5% e uma poupança de 23 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

³⁴ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais de eletricidade do consumidor tipo 1, no 3.º trimestre de 2019.

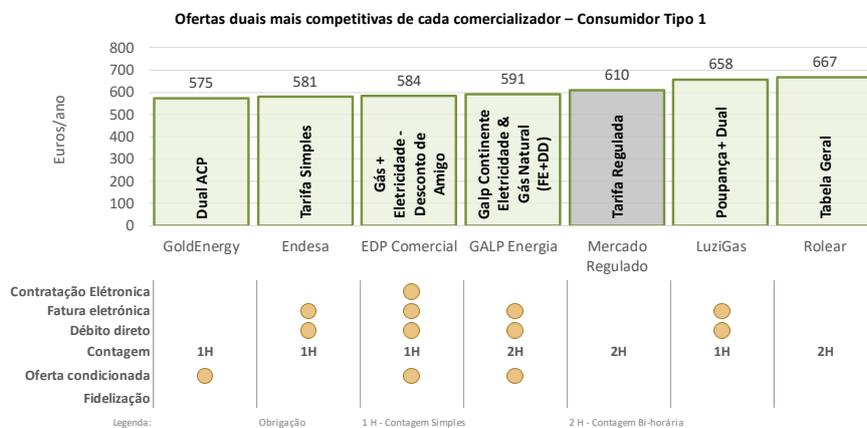
³⁵ Entendem-se por ofertas condicionadas as ofertas com condições contratuais que condicionam a subscrição ao público em geral (exemplos: obrigatoriedade de ser sócio de alguma instituição ou ter um determinado equipamento). Os consumidores devem verificar se preenchem os requisitos das ofertas condicionadas para assim poderem aceder a ofertas potencialmente mais vantajosas.

³⁶ O comercializador Audax não consta da figura uma vez que apenas apresenta ofertas condicionadas.



Ofertas duais³⁷

Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos seis comercializadores, quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é da GoldEnergy (Dual ACP), com um valor de 575 euro/ano, que corresponde a um desconto de -6% e uma poupança de 36 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

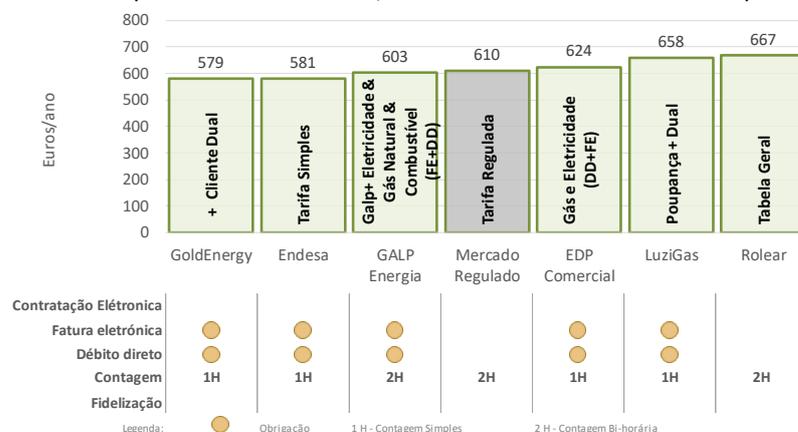


A figura anterior inclui as ofertas condicionadas que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que neste caso três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é da

³⁷ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais duais (eletricidade + gás natural) do consumidor tipo 1, no 3.º trimestre de 2019.

GoldEnergy (+ Cliente Dual), com um valor de 579 euro/ano, que corresponde a um desconto de -5% e uma poupança de 31 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas duais mais competitivas de cada comercializador, excluindo ofertas condicionadas – Consumidor Tipo 1

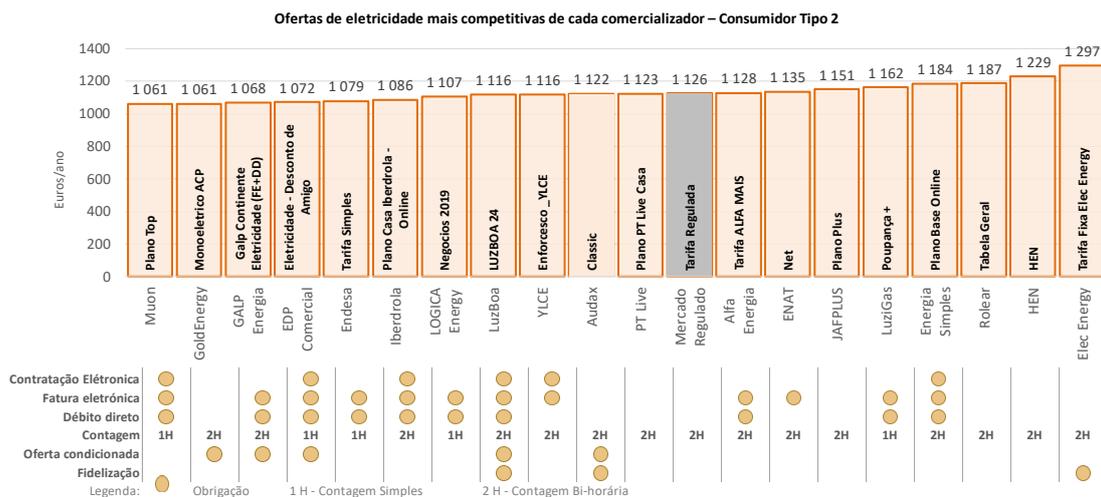


6.1.2 CONSUMIDOR TIPO 2

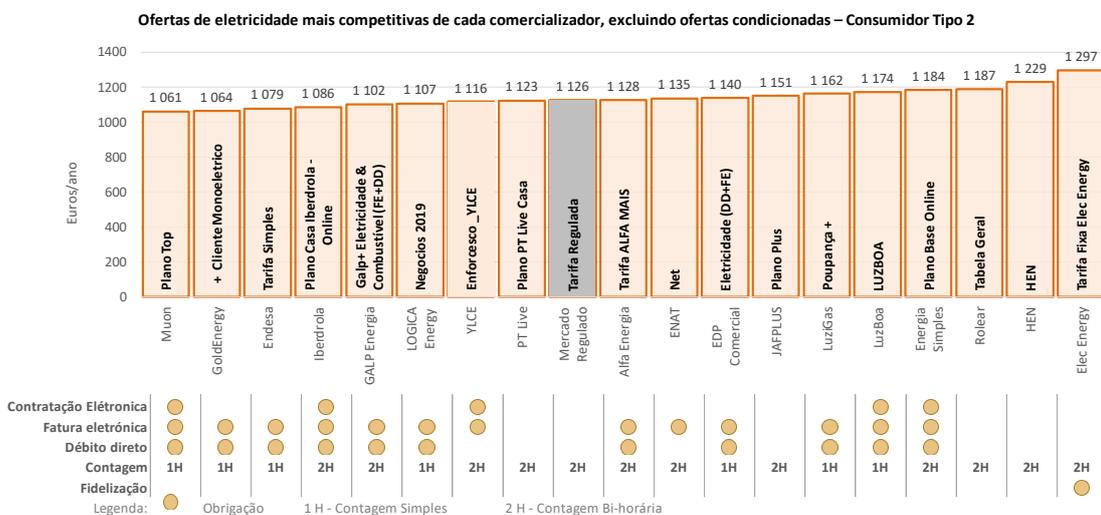
Ofertas de eletricidade ³⁸

Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos 19 comercializadores, 11 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura anual é da Muon (Plano Top) com um valor de 1 061 euro/ano, que corresponde a um desconto de -6% e uma poupança de 65 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

³⁸ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais de eletricidade do consumidor tipo 2, no 3.º trimestre de 2019.



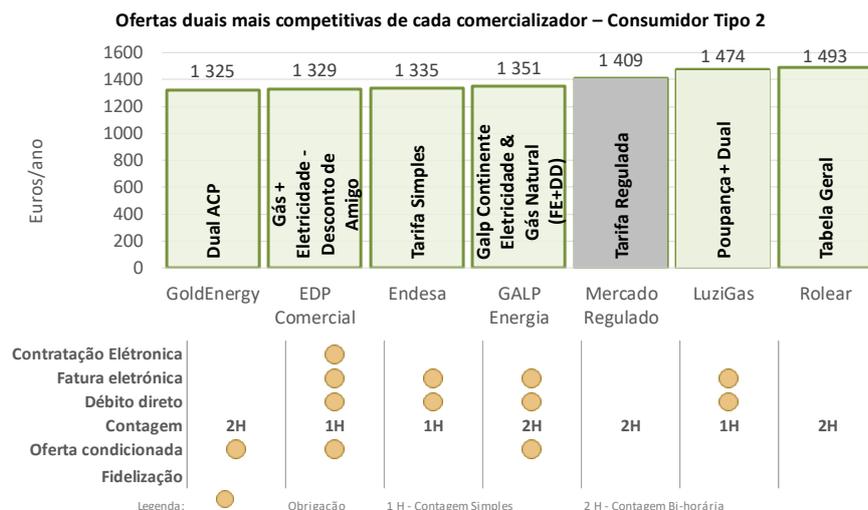
A figura anterior inclui as ofertas condicionadas que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que neste caso oito comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada³⁹. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura anual é da Muon (Plano Top), com um valor de 1 061 euro/ano, que corresponde a um desconto de -6% e uma poupança de 65 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.



³⁹ O comercializador Audax não consta da figura uma vez que apenas apresenta ofertas condicionadas.

Ofertas duais ⁴⁰

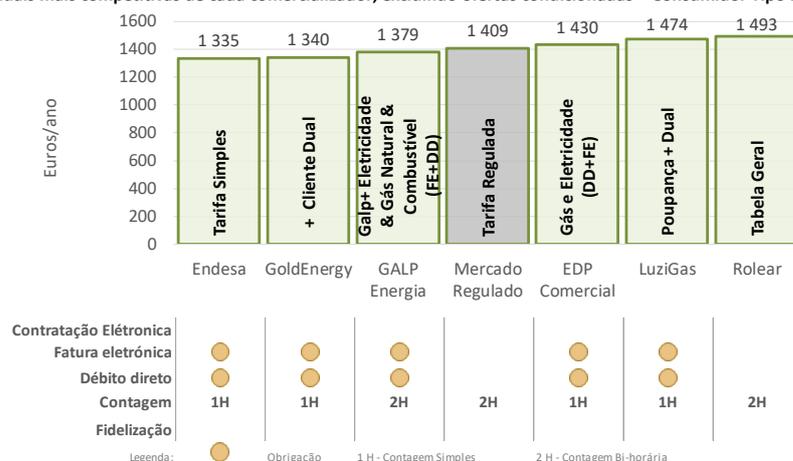
Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos seis comercializadores, quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é da GoldEnergy (Dual ACP), com um valor de 1 325 euro/ano, que corresponde a um desconto de -6% e uma poupança de 83 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.



A figura anterior inclui as ofertas condicionadas que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que neste caso três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é da Endesa (Tarifa Simples), com um valor de 1 335 euro/ano, que corresponde a um desconto de -5% e uma poupança de 73 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

⁴⁰ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais duais (eletricidade + gás natural) do consumidor tipo 2, no 3.º trimestre de 2019.

Ofertas duais mais competitivas de cada comercializador, excluindo ofertas condicionadas – Consumidor Tipo 2

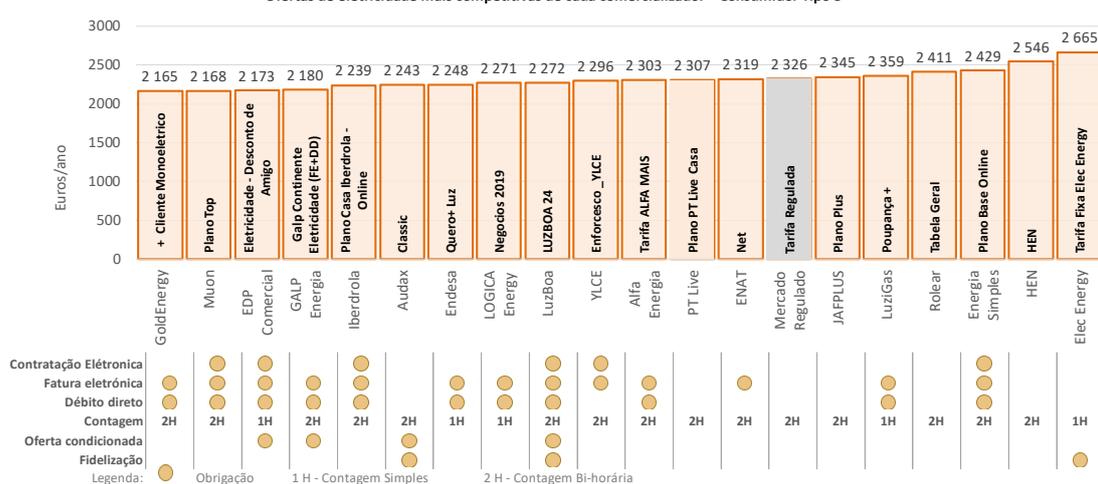


6.1.3 CONSUMIDOR TIPO 3

Ofertas de eletricidade ⁴¹

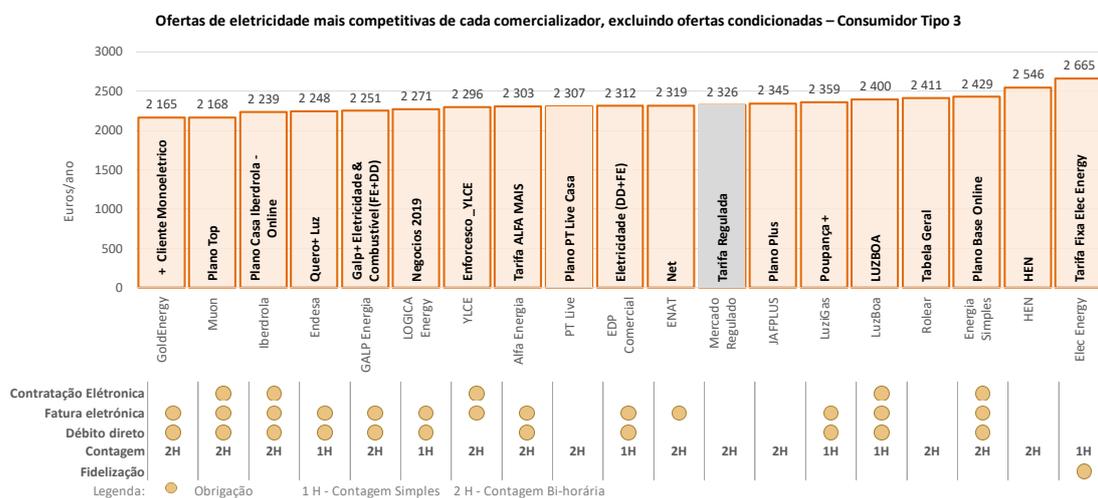
Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos 19 comercializadores, 13 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura anual é da GoldEnergy (+ Cliente Monoelétrico), com um valor de 2 165 euro/ano, que corresponde a um desconto de -7% e uma poupança de 161 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas de eletricidade mais competitivas de cada comercializador – Consumidor Tipo 3



⁴¹ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais de eletricidade do consumidor tipo 3, no 3.º trimestre de 2019.

A figura anterior inclui as ofertas condicionadas que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que neste caso 11 comercializadores apresentam uma oferta comercial mais competitiva do que a Tarifa Regulada ⁴². A oferta comercial de eletricidade com menor fatura anual é da GoldEnergy (+ Cliente Monoelétrico), com um valor de 2 165 euro/ano, que corresponde a um desconto de -7% e uma poupança de 161 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

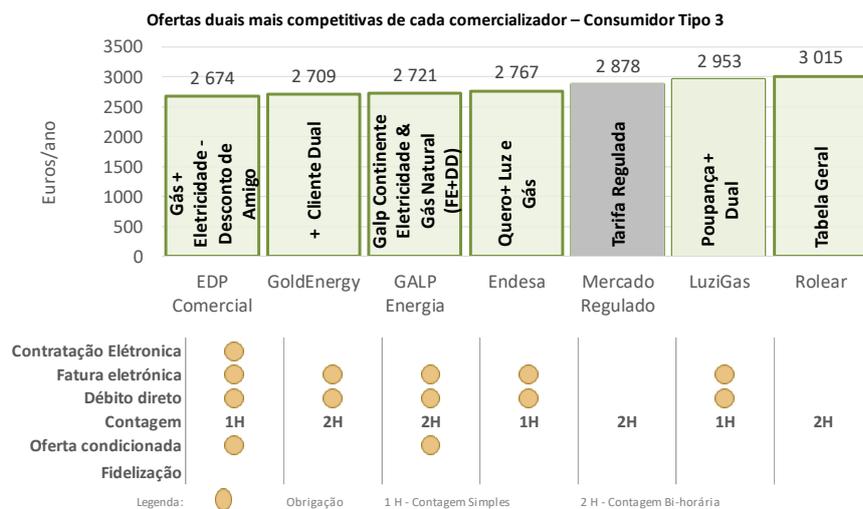


Ofertas duais ⁴³

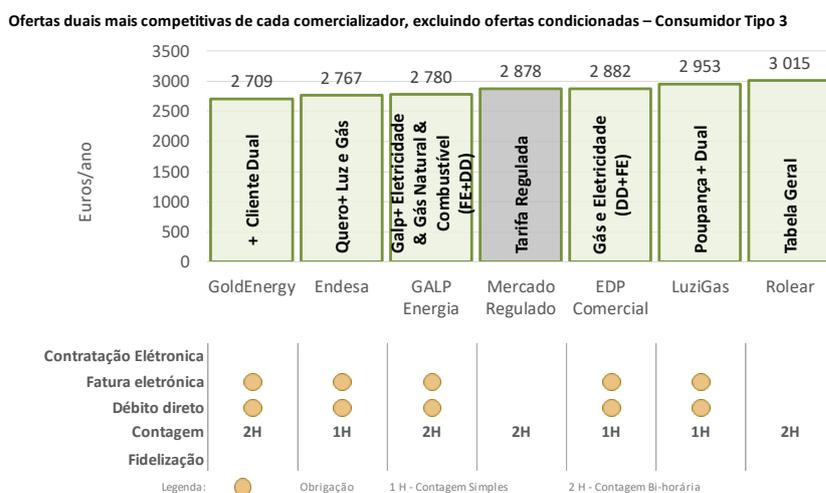
Para consumidor tipo 3, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos seis comercializadores, quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é da EDP Comercial (Gás + Eletricidade – Desconto de Amigo), com um valor de 2 674 euro/ano, que corresponde a um desconto de -7% e uma poupança de 204 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

⁴² O comercializador Audax não consta da figura uma vez que apenas apresenta ofertas condicionadas.

⁴³ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais duais (eletricidade + gás natural) do consumidor tipo 3, no 3.º trimestre de 2019.



A figura anterior inclui as ofertas condicionadas que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que neste caso três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é da GoldEnergy (+ ClienteDual), com um valor de 2 709 euro/ano, que corresponde a um desconto de -6% e uma poupança de 169 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.



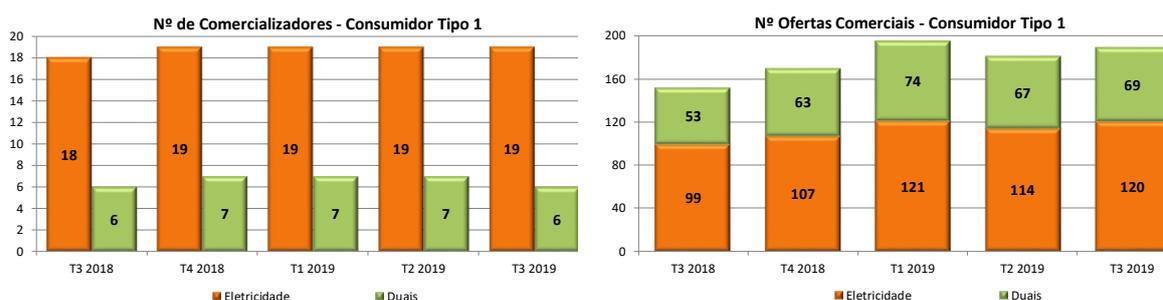
6.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE EM BTN

6.2.1 CONSUMIDOR TIPO 1

Evolução do número de comercializadores e do número de ofertas

O consumidor tipo 1 tem 19 comercializadores com ofertas de eletricidade e seis comercializadores com ofertas duais. O número de comercializadores com ofertas duais diminuiu do 2.º para o 3.º trimestre de 2019.

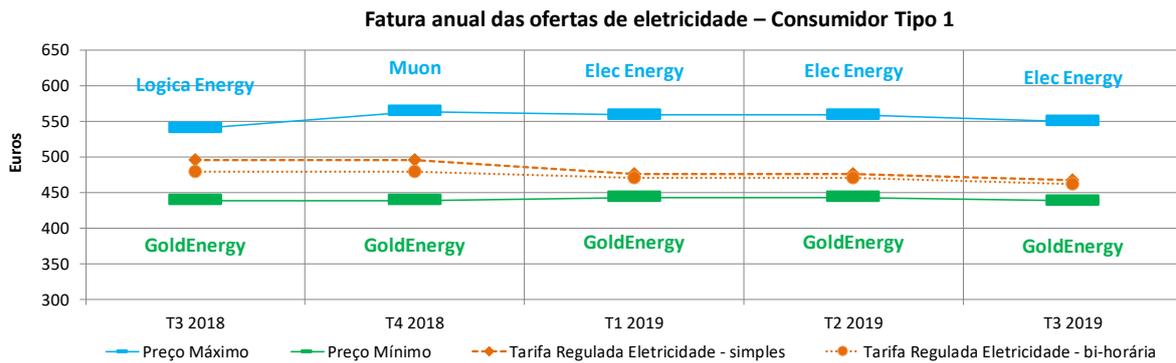
O número de ofertas comerciais tem uma tendência crescente, registando-se no 1.º trimestre de 2019 um valor máximo de ofertas de eletricidade e ofertas duais, com um total de 195 ofertas comerciais. No 3.º trimestre de 2019 o número de ofertas comerciais aumentou, registando-se 120 ofertas de eletricidade e 69 ofertas duais, num total de 189 ofertas.



Evolução dos preços das ofertas de eletricidade

Ao longo do período em análise a diferença entre a oferta de eletricidade mais competitiva e a menos competitiva manteve-se praticamente constante, apresentando um ligeiro aumento a partir do 4.º trimestre de 2018. No 3.º trimestre de 2019 esta diferença corresponde a 111 euro/ano.

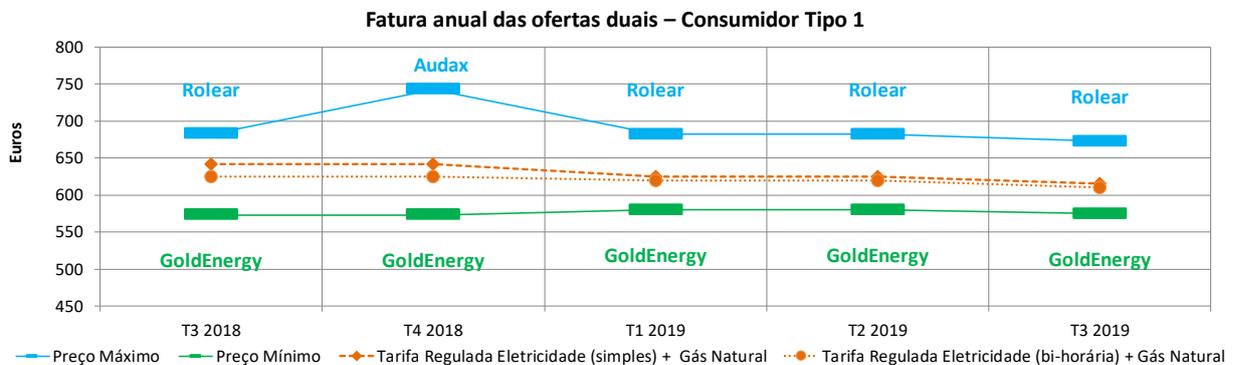
Comparativamente com o Mercado Regulado verifica-se que a oferta de eletricidade de menor preço é sempre mais competitiva do que a Tarifa Regulada.



Evolução dos preços das ofertas duais

Ao longo do período em análise, a diferença entre a oferta dual mais competitiva e a menos competitiva manteve-se praticamente constante, com exceção do 4.º trimestre de 2018, onde se regista um aumento acentuado desta diferença.

No 3.º trimestre de 2019 esta diferença corresponde a 98 euro/ano. Em comparação com as Tarifas Reguladas no gás e na eletricidade, verifica-se que a oferta comercial dual de menor preço é sempre mais competitiva do que as tarifas do Mercado Regulado.

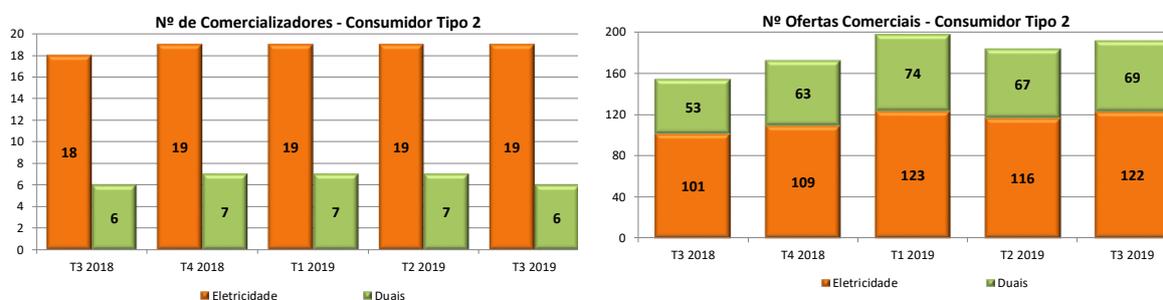


6.2.2 CONSUMIDOR TIPO 2

Evolução do número de comercializadores e do número de ofertas

O consumidor tipo 2 tem 19 comercializadores com ofertas de eletricidade e seis comercializadores com ofertas duais. O número de comercializadores com ofertas duais diminuiu do 2.º para o 3.º trimestre de 2019.

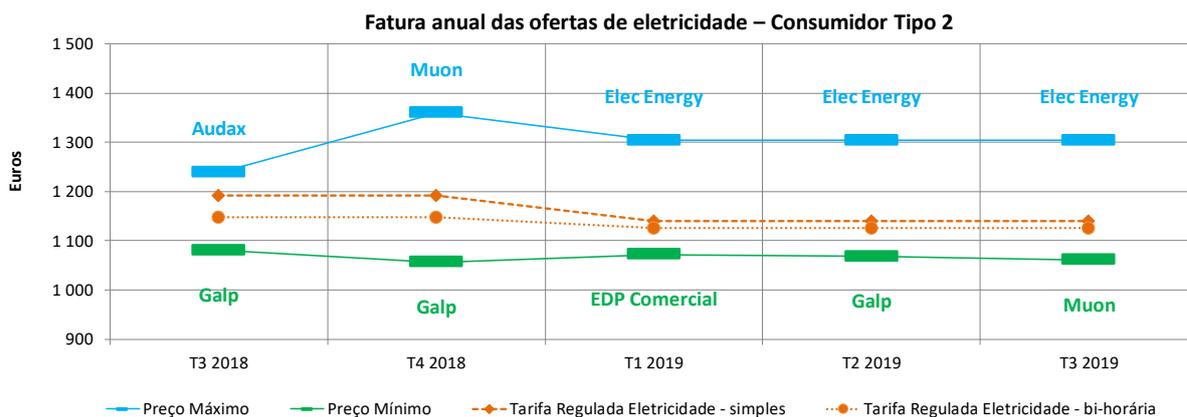
O número de ofertas comerciais tem uma tendência crescente, registando-se no 1.º trimestre de 2019 um valor máximo de ofertas de eletricidade e de ofertas duais, com um total de 197 ofertas comerciais. No 3.º trimestre de 2019 o número de ofertas comerciais aumentou, registando-se 122 ofertas de eletricidade e 69 ofertas duais, num total de 191 ofertas.



Evolução dos preços das ofertas de eletricidade

Ao longo do período em análise, a diferença entre a oferta de eletricidade mais competitiva e a menos competitiva manteve-se praticamente constante, com exceção do 4.º trimestre de 2018, onde esta diferença apresenta um acréscimo acentuado. No 3.º trimestre de 2019 esta diferença corresponde a 243 euro/ano.

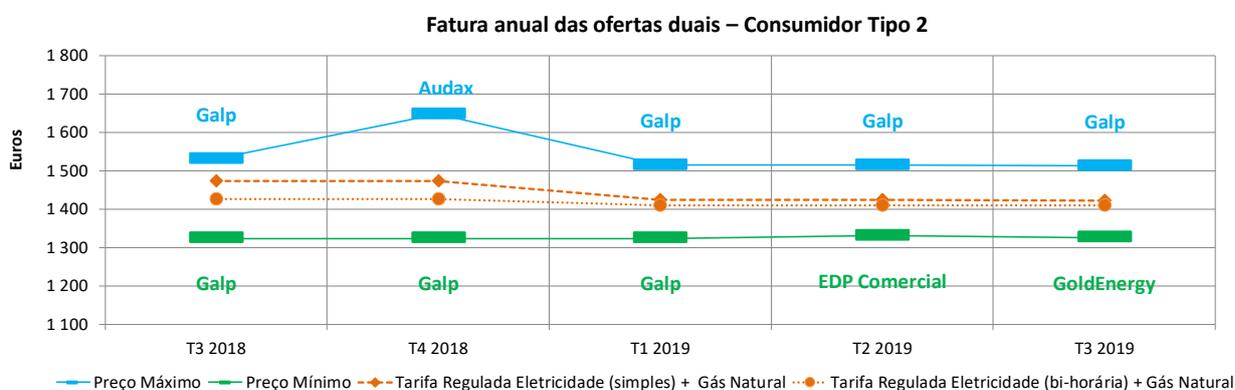
Em comparação com o Mercado Regulado, verifica-se que a oferta de eletricidade com menor preço é sempre mais competitiva do que a Tarifa Regulada.



Evolução dos preços das ofertas duais

Ao longo do período em análise, a diferença entre a oferta dual mais competitiva e a menos competitiva manteve-se praticamente constante, com exceção do 4.º trimestre de 2018, onde se regista um aumento acentuado desta diferença. No 3.º trimestre de 2019 esta diferença corresponde a 187 euro/ano.

Em comparação com as Tarifas Reguladas no gás e na eletricidade verifica-se que a oferta comercial dual com menor preço é sempre mais competitiva do que as tarifas do Mercado Regulado.

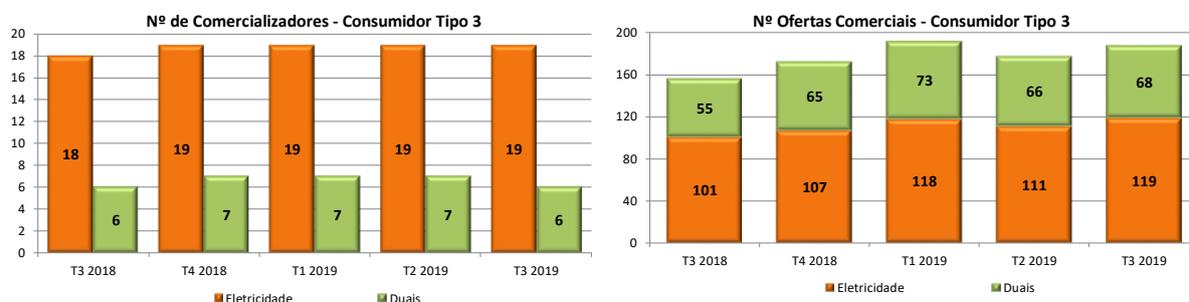


6.2.3 CONSUMIDOR TIPO 3

Evolução do número de comercializadores e do número de ofertas

O consumidor tipo 3 tem 19 comercializadores com ofertas de eletricidade e seis comercializadores com ofertas duais. O número de comercializadores com ofertas duais diminuiu do 2.º para o 3.º trimestre de 2019.

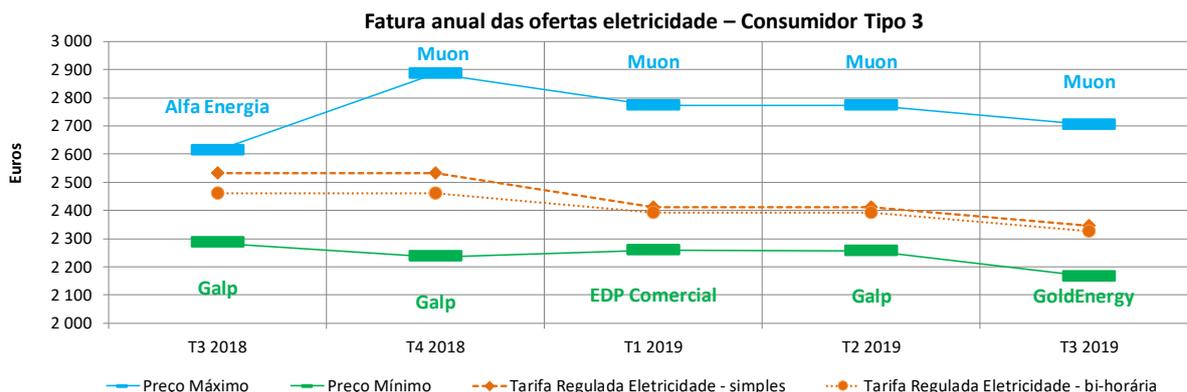
O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar, registando-se no 1.º trimestre de 2019 um valor máximo de ofertas de eletricidade e ofertas duais, com um total de 191 ofertas comerciais. No 3.º trimestre de 2019 o número de ofertas comerciais aumentou, registando-se 119 ofertas de eletricidade e 68 ofertas duais, num total de 187 ofertas.



Evolução dos preços das ofertas de eletricidade

Ao longo do período em análise, a diferença entre a oferta de eletricidade mais competitiva e a menos competitiva apresenta um acréscimo acentuado a partir do 4.º trimestre de 2018. No 3.º trimestre de 2019 esta diferença corresponde a 538 euro/ano.

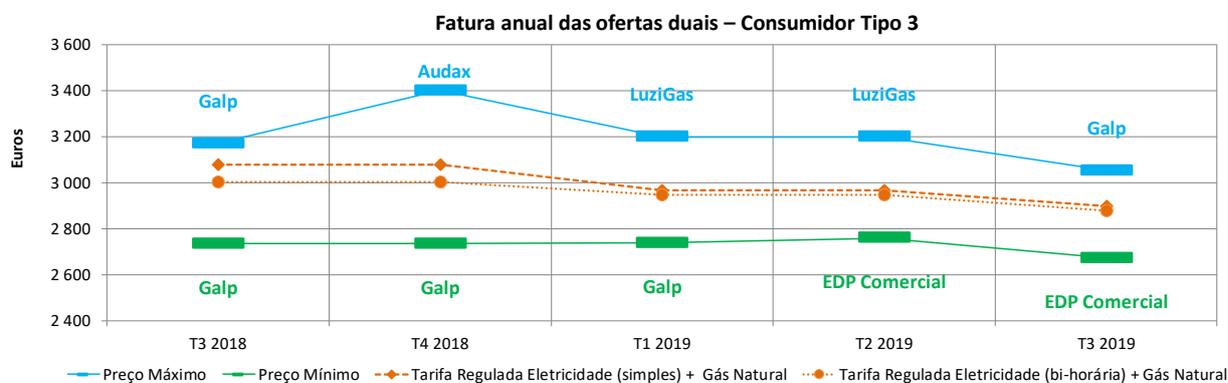
Em comparação com o Mercado Regulado, verifica-se que a oferta de eletricidade com menor preço é sempre mais competitiva do que a Tarifa Regulada.



Evolução dos preços das ofertas duais

Ao longo do período em análise, a diferença entre a oferta dual mais competitiva e a menos competitiva manteve-se praticamente constante, com exceção do 4.º trimestre de 2018, onde se regista um aumento acentuado desta diferença. No 3.º trimestre de 2019 esta diferença corresponde a 380 euro/ano.

Em comparação com as Tarifas Reguladas no gás e na eletricidade, verifica-se que a oferta comercial dual com menor preço é sempre mais competitiva do que as tarifas do Mercado Regulado.



**ANEXO:
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 trimestre)
Períodos II, III	Período compreendido entre 1 de abril e 30 de setembro (2.º e 3.º trimestre)
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

OLMC - Operador logístico de mudança de comercializador

OPEX - custos de operação e manutenção

p.u. – por unidade

PPEC - Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica

PRE - produção em regime especial com preços garantidos

RA - Regiões Autónomas

tarifa de OLMC - tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador