

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
DO SETOR ELÉTRICO EM 2021**

Dezembro 2020

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO	3
2.1	Liberalização do setor elétrico.....	3
2.2	Tarifas no mercado liberalizado e regulado	4
2.3	Tarifa social	10
2.4	Variáveis de faturação	11
2.5	Relação entre as tarifas e os custos.....	13
2.6	Outras tarifas e preços de serviços regulados.....	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	29
3.1.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	32
3.2	Tarifa de Energia	36
3.3	Tarifa de Comercialização.....	37
4	TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	39
4.1	Portugal continental: tarifas transitórias em BTN	41
4.1.1	Variação tarifária da tarifa transitória em BTN	41
4.1.2	Variação da tarifa transitória por termo tarifário em BTN.....	44
4.2	Região Autónoma dos Açores: tarifa de Venda a Clientes Finais.....	51
4.2.1	Variação tarifária da tarifa de venda a clientes finais	51
4.2.2	Variação das tarifas de venda a clientes finais por termo tarifário	54
4.3	Região Autónoma da Madeira: tarifa de Venda a Clientes Finais.....	63
4.3.1	Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais.....	63
4.3.2	Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais por termo tarifário.....	66
5	PERÍODOS HORÁRIOS	75
5.1	Portugal continental	78
5.2	Região Autónoma dos Açores.....	81
5.3	Região Autónoma da Madeira	82
6	ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO EM BTN.....	85
6.1	Ofertas Comerciais de Eletricidade no 3.º Trimestre de 2020.....	85
6.1.1	Ofertas de eletricidade	86
6.1.2	Ofertas duais	88

6.2	Evolução das Ofertas Comerciais de Eletricidade	89
6.2.1	Evolução da fatura mensal nas ofertas de eletricidade	89
6.2.2	Evolução da fatura mensal nas ofertas duais	91
ANEXO: SIGLAS		93

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	42
Figura 4-2 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN.....	42
Figura 4-3 - Decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva	43
Figura 4-4 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN >	46
Figura 4-5 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário	46
Figura 4-6 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (simples)	47
Figura 4-7 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário	47
Figura 4-8 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (bi-horária).....	48
Figura 4-9 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário.....	48
Figura 4-10 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (tri-horário).....	49
Figura 4-11 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horário), por termo tarifário.....	49
Figura 4-12 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA.....	52
Figura 4-13 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA.....	53
Figura 4-14 - Decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva	54
Figura 4-15 - Variações dos preços da TVCFA em MT	56
Figura 4-16 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário	56
Figura 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTE.....	57
Figura 4-18 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário	57
Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN >	58
Figura 4-20 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário	58
Figura 4-21 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (simples)	59

Figura 4-22 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário	59
Figura 4-23 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (bi-horária).....	60
Figura 4-24 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário	60
Figura 4-25 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (tri-horária).....	61
Figura 4-26 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário.....	61
Figura 4-27 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM	64
Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM	65
Figura 4-29 - Decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva	66
Figura 4-30 - Variações dos preços da TVCFM em MT	68
Figura 4-31 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário	68
Figura 4-32 - Variações dos preços da TVCFM em BTE	69
Figura 4-33 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário	69
Figura 4-34 - Variações dos preços da TVCFM em BTN >.....	70
Figura 4-35 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário.....	70
Figura 4-36 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (simples)	71
Figura 4-37 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário	71
Figura 4-38 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (opção bi-horária)	72
Figura 4-39 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário	72
Figura 4-40 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (tri-horária).....	73
Figura 4-41 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário.....	73

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Variáveis de faturação aplicadas aos vários níveis de tensão.....	12
Quadro 3-1 - Preços de potência contratada da tarifa de OLMC em 2021.....	21
Quadro 3-2 - Imputação dos montantes a deduzir aos sobrecustos com os CAE	24
Quadro 3-3 - Imputação dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os CAE	25
Quadro 3-4 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário.....	25
Quadro 3-5 - Parâmetros α	25
Quadro 3-6 - Proporção de CIEG da Portaria 332/2012 nas Tarifas de Acesso às Redes por níveis de tensão ou tipos de fornecimento	26
Quadro 3-7 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento	27
Quadro 3-8 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema	28
Quadro 3-9 - Custos incrementais da rede de transporte em 2021	31

Quadro 3-10 - Custos incrementais da rede de distribuição em 2021	34
Quadro 3-11 - Fatores aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes de distribuição	35
Quadro 3-12 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia	36
Quadro 4-1 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais	39
Quadro 4-2 - Comparação da tarifa transitória com a tarifa aditiva em BTN, por termo tarifário.....	45
Quadro 4-3 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN >.....	50
Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN <.....	50
Quadro 4-5 - Comparação da TVCFA com a tarifa aditiva na RAA, por termo tarifário	55
Quadro 4-6 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAA	62
Quadro 4-7 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAA	62
Quadro 4-8 - Comparação da TVCFM com a tarifa aditiva na RAM, por termo tarifário.....	67
Quadro 4-9 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM	74
Quadro 4-10 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAM	74
Quadro 5-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários	75
Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal continental	76
Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental.....	76
Quadro 5-4 - Ciclo diário na RAA e na RAM	77
Quadro 5-5 - Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM.....	77
Quadro 5-6 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2021	79
Quadro 5-7 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2021	80
Quadro 5-8 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2021.....	80
Quadro 5-9 - Ciclo diário transitório para MT em Portugal continental em 2021	81
Quadro 5-10 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2021	81
Quadro 5-11 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2021	82
Quadro 5-12 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2021	82
Quadro 5-13 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2021	83
Quadro 5-14 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2021.....	83
Quadro 5-15 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2021	84

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 2020.
- Por fim, o Anexo inclui as siglas utilizadas no documento.

2 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO

2.1 LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

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

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

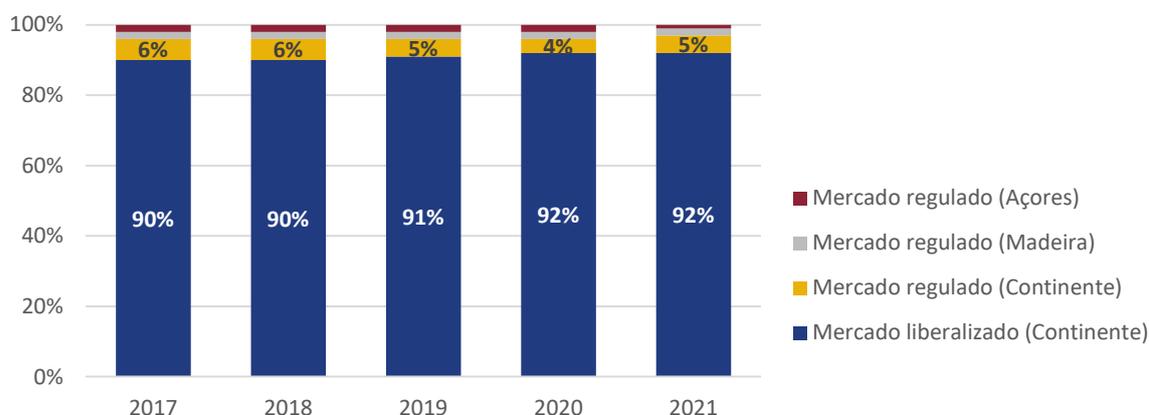
O processo de liberalização dos setores elétricos da maior parte dos países europeus foi efetuado de forma faseada, tendo começado por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados. Em Portugal foi seguida uma metodologia idêntica, tendo a abertura de mercado sido efetuada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

Atualmente mantém-se em curso um processo de extinção do mercado regulado de venda a clientes finais em Portugal continental, com as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE para Portugal continental a ter um caráter transitório. Tendo havido várias revisões da data final da sua extinção, está neste momento previsto que o mercado regulado em Portugal continental seja extinto¹ até 31 de dezembro de 2025. O mercado regulado manter-se-á para além dessa data para os consumidores vulneráveis no quadro da aplicação da tarifa social.

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 2017.

¹ Nos termos da [Portaria n.º 83/2020](#), de 1 de abril, a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade pelos comercializadores de último recurso a clientes finais com consumos em BTN é fixada em 31 de dezembro de 2025. Para consumidores finais em MT e BTE as datas são respetivamente 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022.

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



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

2.2 TARIFAS NO MERCADO LIBERALIZADO E REGULADO

O quadro regulamentar em vigor define as tarifas para cada uma das atividades reguladas, 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.

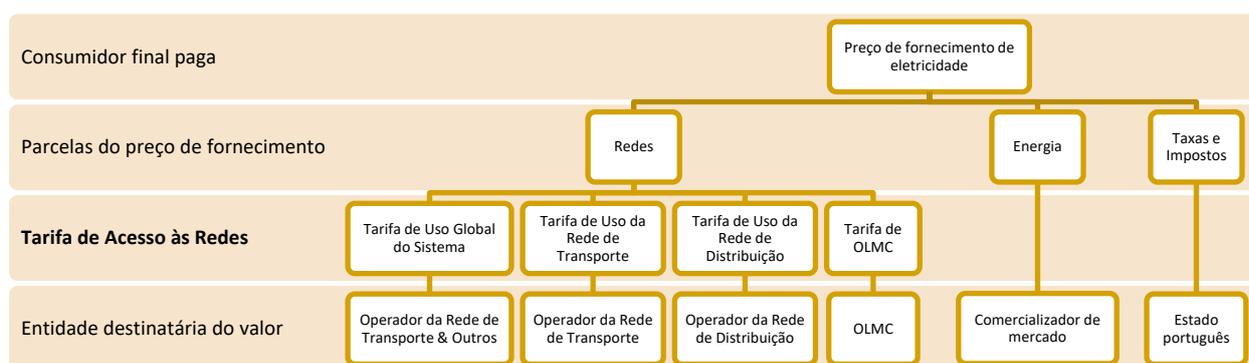
O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que procedeu à quinta alteração do Decreto-Lei n.º 29/2006, consagra os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas. São consagrados, entre outros, o princípio da «inexistência de subsídios cruzados 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 tem três parcelas: (1) redes, (2) energia e (3) taxas e impostos sobre a fatura de fornecimentos. O valor das redes representa o montante relacionado com as infraestruturas que transportam a energia elétrica desde a sua produção até ao consumidor final. O valor da energia está relacionado com o custo da energia elétrica consumida. Por fim, as taxas e impostos designam os vários tipos de tributação definidos pelo poder governativo ².

Os consumidores do mercado liberalizado pagam tarifas reguladas apenas pela parcela das redes, nomeadamente a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, 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

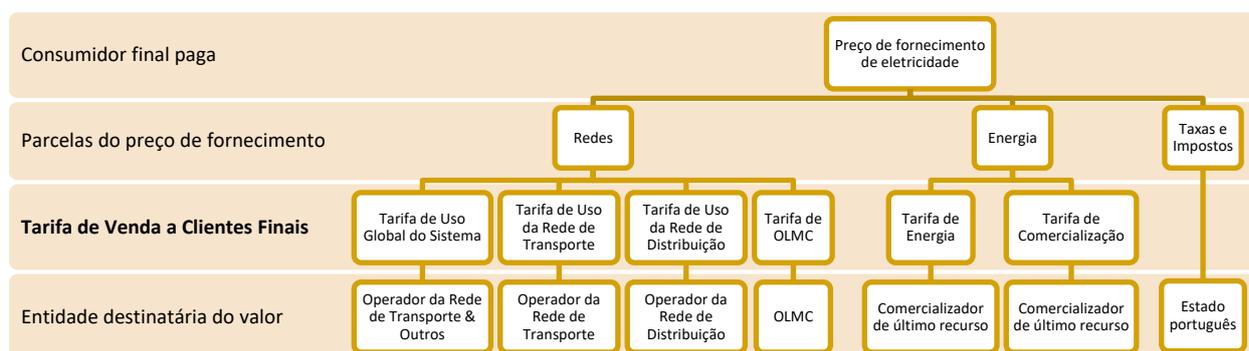


Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

² No caso português, as taxas e impostos incluem a taxa da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), a Contribuição Audiovisual, o Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC) e o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA). 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

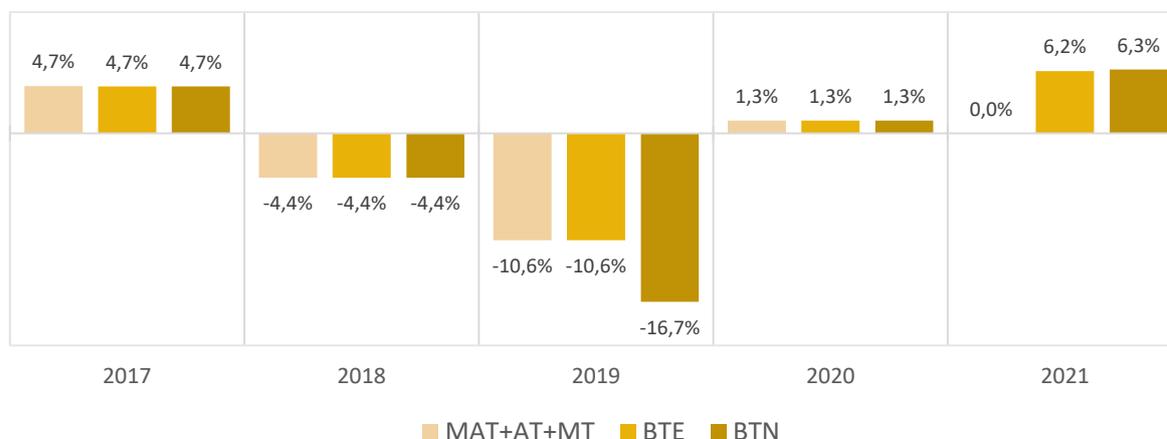


Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

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, em Portugal continental, entre os anos 2017 e 2021 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

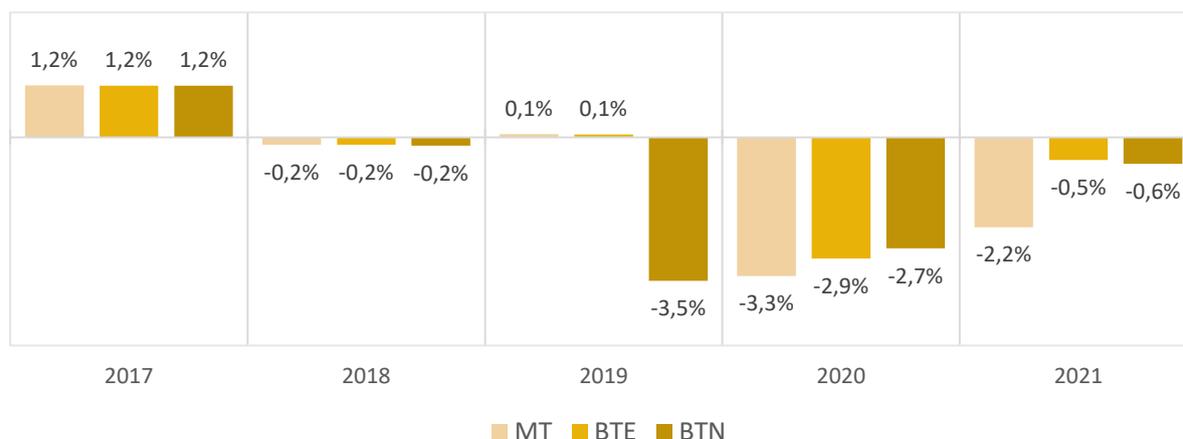


Importa clarificar que uma determinada variação percentual na Tarifa de Acesso às Redes implica uma variação percentual de menor amplitude no preço total do fornecimento de energia elétrica, assumindo um valor constante para a parcela da energia.

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 entre os anos 2017 e 2021 para os diferentes níveis de tensão.

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 2017 e 2021 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

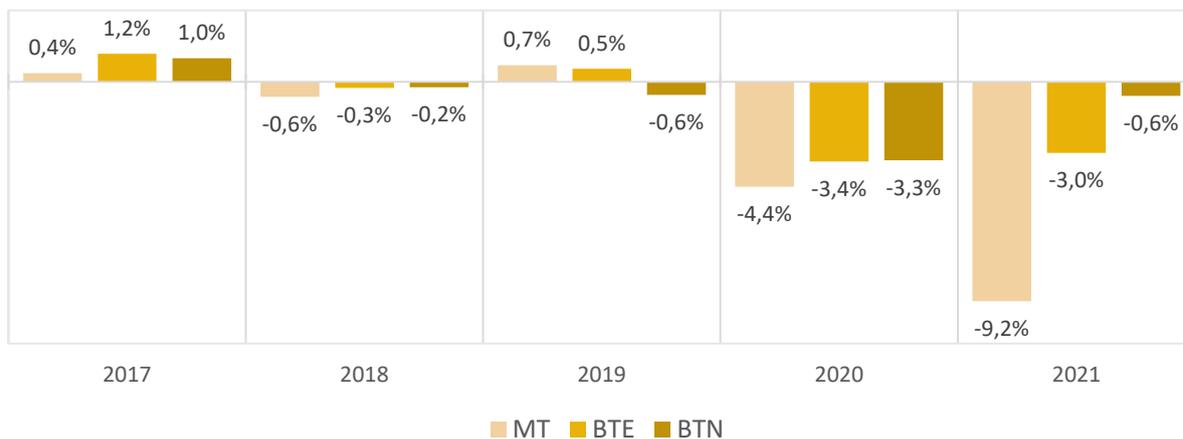
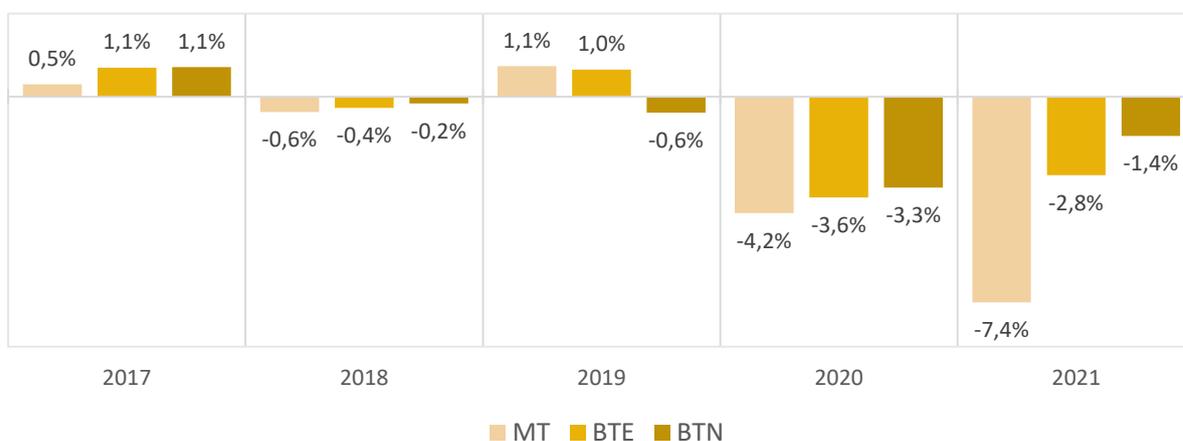


Figura 2-7 - Variação tarifária na tarifa de venda a clientes finais na Região Autónoma da Madeira

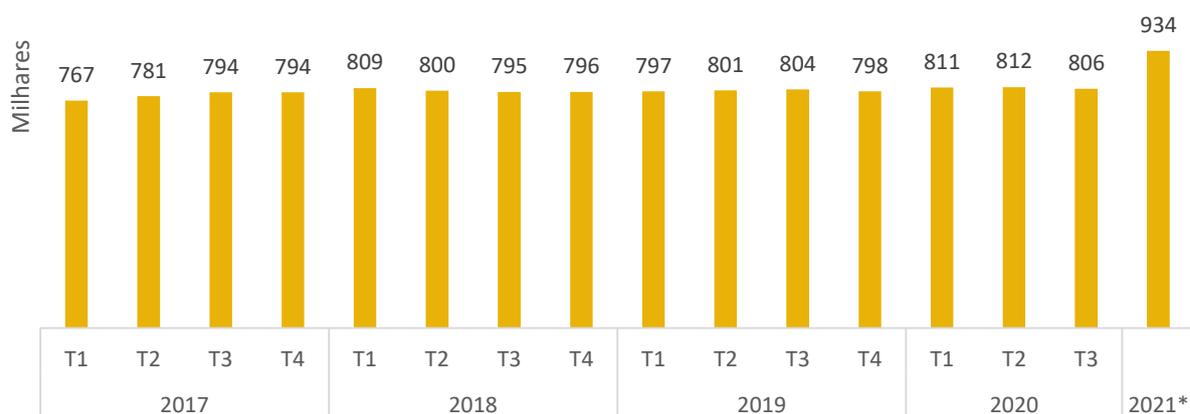


2.3 TARIFA SOCIAL

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 2021 é previsional.

No passado existiu um crescimento acentuado no número de famílias beneficiárias durante o terceiro trimestre de 2016 devido a mudanças no processo de atribuição da tarifa social, o qual passou a ter um 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.

De referir que o Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, veio concretizar o alargamento da tarifa social a mais situações de insuficiência social e económica, designadamente a todas as situações de

desemprego e a todos os regimes associados à pensão social de invalidez, entrando em vigor a 27 de novembro de 2020. Esta alteração estrutural justifica o aumento considerado pela ERSE no número previsional para o ano de 2021 na Figura 2-8.

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.

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.

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

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

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

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.

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

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 cruzada entre grupos de clientes e se as tarifas estão a fornecer aos agentes os sinais apropriados para um uso eficiente da energia elétrica através da análise dos diversos termos que as constituem. Os custos marginais devem ser utilizados como elementos orientadores dos sinais preço a transmitir aos clientes e aos fornecedores dos diversos serviços de modo a influenciar o seu comportamento no sentido da máxima eficiência.

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

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 ⁸, 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.

⁸ De forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos em cada atividade regulada aplica-se um fator multiplicativo distinto para cada atividade. No entanto, dentro de cada atividade regulada, o fator multiplicativo é único.

Os 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**. A estrutura destas tarifas apresenta apenas termos de energia ativa e opções bi-horária e tri-horária.⁹ Adicionalmente são ainda publicadas as **tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica** nas Regiões Autónomas, dada a ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado liberalizado.

⁹ Comparativamente com as tarifas de acesso às redes aplicáveis a clientes finais, as tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica variabilizam o preço da potência contratada de forma a integrar um valor equivalente nos termos de energia ativa. Esta opção assegura que as tarifas de acesso às redes pagas pelos utilizadores de veículos elétricos refletem todos os custos.

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

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 Regulamento Tarifário estabelece a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo operador logístico de mudança de comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo operador da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado.

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 atividade¹⁰.

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.

¹⁰ Artigo 6.º, n.º 1, al. c) do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.

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).

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.

Assim, quer a **tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT**, quer a **tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo operador da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado** são compostas por preços de potência contratada. Estas tarifas diferem uma da outra apenas devido aos ajustamentos entre o operador logístico de mudança de comercializador e o operador da rede de distribuição.

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. No Quadro 3-1 apresenta-se esta repartição para a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo operador da rede de distribuição.

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 2021

	Clientes #	Proveitos a recuperar €	Potência contratada MW/mês	Preço Potência contratada €/(MW/mês)
MAT	75	14	760	0,002
AT	321	61	1 563	0,003
MT	25 105	4 741	5 931	0,067
BTE	36 530	6 898	1 953	0,294
BTN	6 236 751	1 177 715	37 949	2,586

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 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 (PRE) com preços garantidos, 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 ¹¹, 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).

¹¹ 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 sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

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 renovável¹², 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. Esta repartição é realizada através dos parâmetros RA_j e CAE_j , para os sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e os sobrecustos com os CAE, respetivamente, cujos valores para 2021 constam no Quadro 3-3.

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 CMEC. Adicionalmente, a alteração à Portaria n.º 332/2012, aprovada pela Portaria n.º 359/2015, determina que os sobrecustos com a PRE 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. A distribuição é feita através de parâmetros α , que refletem a proporção atribuída à potência contratada, cujos valores para 2021 estão sistematizados no Quadro 3-5.

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. Essa

¹² 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.

modulação é realizada através dos parâmetros $Kp_j^{CIEG_i}$ e $Kc_j^{CIEG_i}$ (para as horas de ponta e para as horas cheias, respetivamente), cujos valores para 2021 se encontram no Quadro 3-4.

O Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, do Secretário de Estado Adjunto e dos Assuntos Fiscais e da Secretária de Estado do Orçamento, de dezembro de 2020, estabelece a afetação de 42 329 mil euros ao sobrecusto CAE a repercutir na tarifa de UGS de 2021. Esse montante é proveniente de receitas obtidas com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos e com a CESE, em 2020, e deve ser distribuído proporcionalmente pelos níveis de tensão MAT, AT e MT. Adicionalmente, o Despacho do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de dezembro de 2020, estabelece uma dedução em moldes semelhantes de uma parcela dos saldos de gerência do FSSSE, o que resulta na afetação de mais 1 913 mil euros ao sobrecusto CAE a repercutir na tarifa de UGS de 2021. Nesses termos, os montantes a deduzir ao sobrecusto CAE, no total de 44 242 mil euros, foram distribuídos proporcionalmente pelos níveis de tensão MAT, AT e MT, conforme o quadro seguinte.

Quadro 3-2 - Imputação dos montantes a deduzir aos sobrecustos com os CAE

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
Deduções CAE _j	5,771%	20,813%	73,416%	0,000%	0,000%	0,000%

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 3-3 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. De notar que estes últimos são aplicados aos sobrecustos com os CAE após as deduções mencionadas acima provenientes da CESE e dos saldos de gerência da DGEG.

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

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
RA _j	7,400%	29,315%	109,665%	41,662%	21,106%	-109,148%
CAE _j	7,400%	29,315%	109,665%	41,662%	21,106%	-109,148%

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 3-4 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 3-4 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
Kp _j ^{CIEG_i}	1,740	1,870	1,800	1,850	2,180	1,890
Kc _j ^{CIEG_i}	1,270	1,230	1,250	1,150	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 3-5.

Quadro 3-5 - Parâmetros α

	α
CAE	0,600
PRE (não DL90/2006)	0,600
Outros CIEG	0,000

Para além de assegurar a estabilidade tarifária, bem como de garantir as deduções previstas nos Despachos acima referidos, distribuídas proporcionalmente pelos níveis de tensão MAT, AT e MT, estas imputações procuraram alinhar o peso dos CIEG da Portaria n.º 332/2012 entre os vários níveis de tensão e tipos de fornecimento, em especial, na BT. Os tipos de fornecimento da BT, com menor peso dos CIEG no acesso às redes, observam em 2021 uma variação superior da tarifa de acesso às redes: a BTN>20,7 kVA é a que se

encontra mais distante do valor médio global, pelo que observa uma variação do acesso às redes de 7,7%; a BTE e a $BTN \leq 20,7$ kVA observam um acréscimo de 6,2%; e os restantes níveis de tensão uma variação nula.

Quadro 3-6 - Proporção de CIEG da Portaria 332/2012 nas Tarifas de Acesso às Redes por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG Portaria 332/2012 / Tarifas de Acesso)
MAT	73%
AT	66%
MT	60%
BTE	53%
$BTN > 20,7$ kVA	49%
$BTN \leq 20,7$ kVA	55%
Total	56%

No Quadro 3-7 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 3-7 - 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	3,6	5,3	9,8	893,9	912,7
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	14,0	36,9	92,0	23,8	21,2	267,1	455,2
Sobrecusto dos CAE	13,0	45,5	170,6	63,6	37,8	2,3	332,8
CMEC	-1,2	-2,4	-9,1	-3,0	-3,6	-54,5	-73,7
Garantia de potência	0,1	0,3	0,6	0,1	0,1	0,7	1,9
Sobrecusto RAs	9,2	36,4	136,0	51,7	26,2	-135,4	124,0
Estabilidade (DL 165/2008)	7,1	20,6	42,9	9,4	5,8	47,9	133,8
Ajust. de aquisição de energia	-2,5	-7,3	-15,2	-3,3	-2,1	-17,0	-47,4
Diferencial extinção TVCF	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,1	-0,5	-1,3
Sobreproveito	-0,1	-0,3	-0,7	-0,2	-0,1	-0,8	-2,3
Terrenos	0,7	1,9	3,9	0,9	0,5	4,4	12,3
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	40,3	131,4	424,3	148,1	95,6	1 008,3	1 848,0

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 3-8 - 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	3,1	1,9	0,5	10,8	5,0	1,5	103,4	61,3	29,6
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	6,9	5,1	2,7	7,5	4,9	2,3	7,2	5,0	1,4	7,4	4,6	1,2	8,7	4,0	1,2	7,5	4,5	2,2
Sobrecusto dos CAE	7,0	5,1	2,8	10,4	6,8	3,2	18,0	12,5	3,5	32,1	20,0	5,2	30,9	14,2	4,4	-16,8	-10,0	-4,8
Garantia de potência	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Sobrecusto RAs	6,6	4,8	2,6	9,7	6,4	3,0	16,7	11,6	3,2	29,9	18,6	4,8	28,8	13,2	4,1	-15,7	-9,3	-4,5
Estabilidade (DL 165/2008)	5,1	3,7	2,0	5,5	3,6	1,7	5,3	3,7	1,0	5,4	3,4	0,9	6,4	2,9	0,9	5,5	3,3	1,6
Ajust. de aquisição de energia	-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	-1,0
Diferencial extinção TVCF	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
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	0,1
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	25,1	18,0	9,2	32,5	21,0	9,3	47,1	32,3	8,2	77,4	47,7	11,5	85,2	38,5	11,0	83,5	49,0	23,1

Unidades: EUR/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤
CMEC	-0,128	-0,128	-0,128	-0,128	-0,128	-0,128
Sobrecusto dos CAE	0,346	0,346	0,346	0,346	0,346	0,346
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	0,473	0,473	0,473	0,473	0,473	0,473
Total	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691

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), definidos em euros por kvarh.

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

Conforme referido no capítulo 2, a estrutura das tarifas de redes deve refletir a estrutura dos custos incrementais médios de longo prazo. 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 2020, apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-9 - Custos incrementais da rede de transporte em 2021

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, mantendo assim a estrutura dos custos incrementais. Assim, aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta de MAT e de AT aplica-se um fator multiplicativo de 0,73, 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, prolongado extraordinariamente até 2021 nos termos do Regulamento n.º 496/2020 de 26 de maio, 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 2021 no sentido de harmonizar o seu valor com o regime equivalente em Espanha, onde existe atualmente uma tarifa de acesso de 0,5 €/MWh a aplicar aos produtores de energia. Em 2020, o regulador espanhol (*Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC*) publicou uma revisão tarifária que isenta os produtores desta tarifa. A isenção entraria em vigor a 1 de novembro de 2020 (Circular 3/2020), todavia, a Circular 7/2020, publicada posteriormente, estendeu o período transitório até 1 de abril de 2021. Esta alteração regulamentar em Espanha poderia levar a uma eventual decisão de colocar este preço a zero a partir de abril ou mesmo de eliminar esta tarifa. Contudo, face à incerteza sobre a efetiva concretização dessa medida no mercado espanhol, assim como a importância deste tipo de decisão, de caráter estrutural, a ERSE entende ser avisado manter a situação atual, agendado a discussão deste assunto para a revisão regulamentar que terá lugar em 2021.

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.
- Preços de energia ativa, definidos em euros por kWh.
- Preços de energia reativa (indutiva e capacitiva), definidos em euros por kvarh.

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

Conforme referido no capítulo 2, a estrutura das tarifas de redes deve refletir a estrutura dos custos incrementais médios de longo prazo. Com o início de um novo período de regulação em 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 3-10 sintetiza os custos incrementais adotados nas tarifas de 2021 que resultaram do referido estudo. Os custos incrementais adotados nas tarifas de 2021 são idênticos aos valores adotados nas tarifas de 2019 e de 2020.

Quadro 3-10 - Custos incrementais da rede de distribuição em 2021

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, mantendo assim 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 3-11 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

Quadro 3-11 - Fatores aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes de distribuição

Fatores multiplicativos da rede de distribuição	
Redes de distribuição em AT e MT	0,48
Rede de distribuição em BT	1,24

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

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

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

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

3.2 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de energia a aplicar durante o período regulatório de 2018-2020, resultante de um estudo ¹³ apresentado no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2018](#)», foi orientada pelos custos marginais de aprovisionamento de energia no mercado diário espanhol ¹⁴ 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, prolongado extraordinariamente até 2021 nos termos do Regulamento n.º 496/2020 de 26 de maio, é apresentada no Quadro 3-12.

Quadro 3-12 - 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.

¹³ O estudo tinha como objetivo a atualização da estrutura de preços utilizada no período regulatório 2015-2017.

¹⁴ 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 ¹⁵;
- 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 ¹⁶, 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 fator multiplicativo que permita que o seu produto pelo número de clientes ou pela energia proporcione o montante de proveitos a recuperar.

O documento «Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2009», publicado em dezembro de 2008, detalha como foram calculados os custos médios de referência e justifica as opções metodológicas assumidas, nomeadamente a repartição dos custos associados aos processos da atividade de comercialização entre o

¹⁵ Em 2021 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em AT e MAT, pelo que a tarifa de Comercialização em AT/MT aplica-se unicamente a clientes em MT.

¹⁶ 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.

termo fixo (cobranças e faturação), o termo variável de energia (necessidades de capital circulante) e ambos os termos (reclamações e atendimento). Existem outros custos que apresentam natureza fixa e que não se relacionam de forma particular, nem com o número de clientes, nem com a energia fornecida, como por exemplo os custos com sistemas informáticos ou os custos com as funções de *back-office*.

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

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

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

4 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O capítulo 3 analisa 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, como soma das tarifas por atividade regulada.

As tarifas de Venda a Clientes Finais representam o valor total a pagar pelo fornecimento de eletricidade no mercado regulado, excluindo as taxas e os impostos aplicados. O Quadro 4-1 identifica as tarifas reguladas incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais ¹⁷. 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 ¹⁸. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas a um cliente do mercado regulado designa-se por **tarifa aditiva**.

Complementarmente, o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico estabelece **mecanismos de convergência** que visam proteger os clientes finais de variações significativas nos preços da tarifa aditiva ¹⁹. Sempre que

¹⁷ A ilustração não considera o pagamento de taxas e impostos aplicáveis na faturação do fornecimento de eletricidade.

¹⁸ Dependendo do nível de tensão, a aditividade tarifária necessita de considerar o efeito de perdas ao longo da rede ou a conversão de preços quando certas variáveis de faturação não se aplicam a determinados clientes.

¹⁹ 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 pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro, e n.º 496/2020, de 26 de maio.

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.

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 energia²⁰. Logo, existem diferentes valores para os termos de potência e os termos de energia para recuperar um determinado montante de receitas. O racional subjacente aos mecanismos de convergência consiste em definir tarifas de Venda a Clientes Finais o mais próximo possível das tarifas aditivas, respeitando as variações máximas definidas para os vários preços.

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

Para as tarifas de venda a clientes finais do ano 2021 foi definido um limitador²¹ de +1,2% para as variações de cada termo tarifário, face ao preço em vigor no final do ano de 2020, com exceção dos termos de potência contratada, para os quais se estabeleceu como variação máxima a variação de preço que resulta da tarifa de Acesso às Redes. Este tratamento diferenciado para a potência contratada teve em conta, por um lado, a necessidade de não deteriorar demasiado o processo de convergência para as tarifas aditivas e, por outro lado, o objetivo de repercutir no mercado regulado uma variação tarifária que os consumidores no mercado liberalizado provavelmente sentirão com o ajustamento dos tarifários a 1 de janeiro de 2021.

²⁰ 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.

²¹ Valor idêntico ao do ano passado e coincidente com a inflação prevista para 2021, medida pelo Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC), tendo sido considerada a previsão da Comissão Europeia (*Summer 2020 Economic Forecast*, julho 2020).

As secções²² 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, assumindo por isso um carácter “transitório”.

Nas seguintes secções avalia-se a aditividade das tarifas transitórias em BTN, identificando assim o efeito do mecanismo de convergência. A secção 4.1.1 analisa a variação tarifária das tarifas transitórias de BTN de forma agregada, em comparação com a variação tarifária da tarifa aditiva. A secção 4.1.2 apresenta as variações de cada preço e a respetiva distância entre os preços das tarifas transitórias e das tarifas aditivas.

Como nota prévia refira-se que a secção 4.1.1 utiliza como tarifa transitória do ano 2020 os valores médios desse ano, tendo em conta a revisão trimestral da tarifa de Energia que ocorreu em abril desse ano.

4.1.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA DA TARIFA TRANSITÓRIA EM BTN

Esta secção compara a tarifa transitória e a tarifa aditiva em BTN, em termos agregados e por opção tarifária. As tarifas para o ano de 2020 incluem o efeito da revisão trimestral ocorrida.

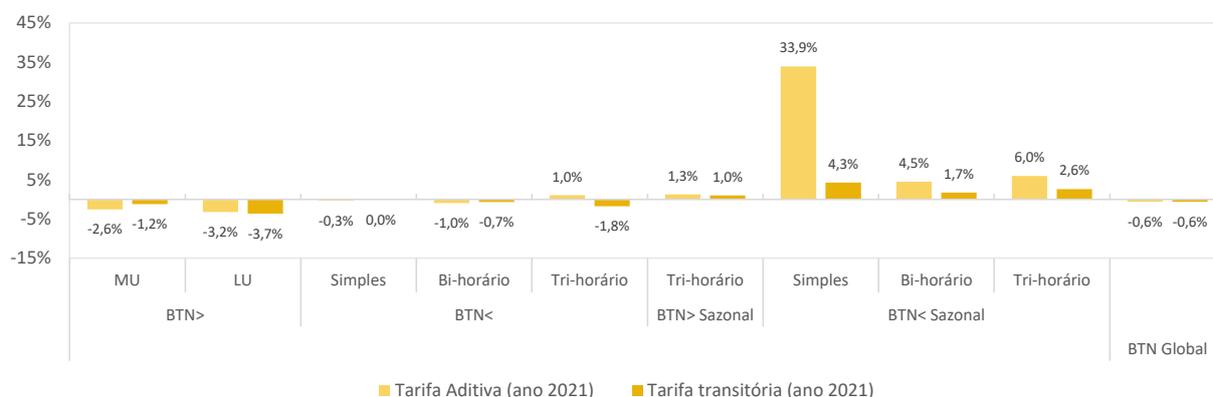
A Figura 4-1 apresenta as variações tarifárias²³ das tarifas transitórias e das tarifas aditivas. Enquanto que para a globalidade de BTN as variações tarifárias são iguais em ambos os casos (-0,6%), existem diferenças ao nível das opções tarifárias. As diferenças resultam da limitação das variações máximas através do mecanismo de convergência²⁴. Por regra, as variações tarifárias da tarifa transitória são de menor amplitude quando comparadas com as variações tarifárias da tarifa aditiva.

²² As siglas utilizadas neste capítulo encontram-se definidas no Anexo.

²³ 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».

²⁴ Previsto no artigo 156.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico n.º 619/2017, de 18 de dezembro, com as alterações aprovadas pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro, e n.º 496/2020, de 26 de maio.

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

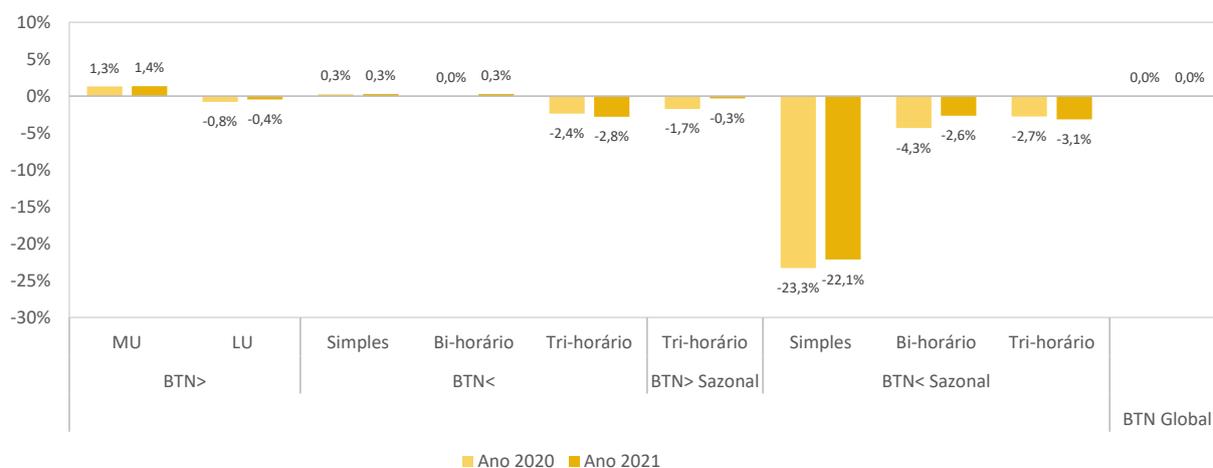


Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no ano 2020 (valor médio do ano 2020, incluindo o efeito da revisão trimestral).

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

No caso das opções tarifárias de BTN Sazonal, com exceção da opção BTN< tri-horária, verifica-se uma melhoria na distância face à tarifa aditiva. A opção de longas utilizações da BTN> também se aproxima da tarifa aditiva.

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



Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da tarifa transitória e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva do mesmo ano (Ano 2020 inclui efeito da revisão trimestral).

A Figura 4-3 apresenta a decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva entre preços da tarifa transitória que estão acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da tarifa transitória que estão abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada opção tarifária a soma destes dois valores equivale necessariamente ao valor correspondente da Figura 4-2.²⁵ Assim, a Figura 4-3 permite perceber se a falta de aditividade tarifária numa opção tarifária resulta exclusivamente de desvios nos preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva.

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



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

A figura permite concluir que no ano 2021 a existência de preços na tarifa transitória acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 1,7% dos proveitos a recuperar na BTN como um todo. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário com outros preços da tarifa transitória abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade da tarifa transitória em termos médios para BTN em Portugal continental. Regista-se assim uma ligeira deterioração deste indicador face ao ano anterior. A deterioração decorre das evoluções em sentido contrário entre a tarifa de Acesso às Redes (com aumentos nos termos de energia e de potência) e a tarifa de Energia (com reduções nos termos de energia). Para melhorar a aditividade de forma transversal seria necessário

²⁵ A título de exemplo: se na Figura 4-3 os valores positivos e negativos forem igual a +5% e -3%, respetivamente, a Figura 4-2 apresentará um valor líquido de +2%.

repercutir um aumento superior nos termos de potência contratada, o que no entender da ERSE não garantiria uma estabilidade das tarifas adequada às expectativas dos clientes finais, como se exige nos princípios gerais inscritos no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

4.1.2 VARIAÇÃO DA TARIFA TRANSITÓRIA POR TERMO TARIFÁRIO EM BTN

Esta secção compara a tarifa transitória e a tarifa aditiva em BTN, por termo tarifário. As tarifas para o ano de 2020 referem-se aos preços em vigor no final do ano 2020 uma vez que são os valores relevantes para a aplicação do mecanismo de limitação de impactes por termo tarifário.

As figuras que se seguem apresentam as variações dos preços em BTN, comparando a tarifa transitória com a tarifa aditiva. Cada página apresenta duas figuras distintas. A primeira figura compara, para cada variável de faturação (termo tarifário), a variação da tarifa transitória com a variação da tarifa aditiva, por comparação com a tarifa transitória em vigor no final do ano anterior. A segunda figura apresenta, para cada variável de faturação, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva no ano 2021.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável às tarifas transitórias de BTN em Portugal continental²⁶ considera uma variação máxima por termo tarifário de +1,2%²⁷ para todas as opções tarifárias, com exceção dos termos de potência contratada. Esta variação máxima compara com uma variação tarifária média global na aplicação das tarifas transitórias em BTN de +0,1% entre dezembro de 2020 e janeiro de 2021 e de -0,6% entre o ano 2020 e o ano 2021.²⁸ Em relação aos termos de potência contratada repercute-se o aumento, em valor absoluto, da tarifa de Acesso às Redes: por exemplo, nas potências de 3,45 kVA e 6,9 kVA o aumento máximo permitido no preço da potência contratada será de 0,31 €/mês e 0,63 €/mês, respetivamente.

O Quadro 4-2 resume as principais observações que decorrem da comparação da tarifa transitória com a tarifa aditiva em BTN.

²⁶ 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 pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro, e n.º 496/2020, de 26 de maio.

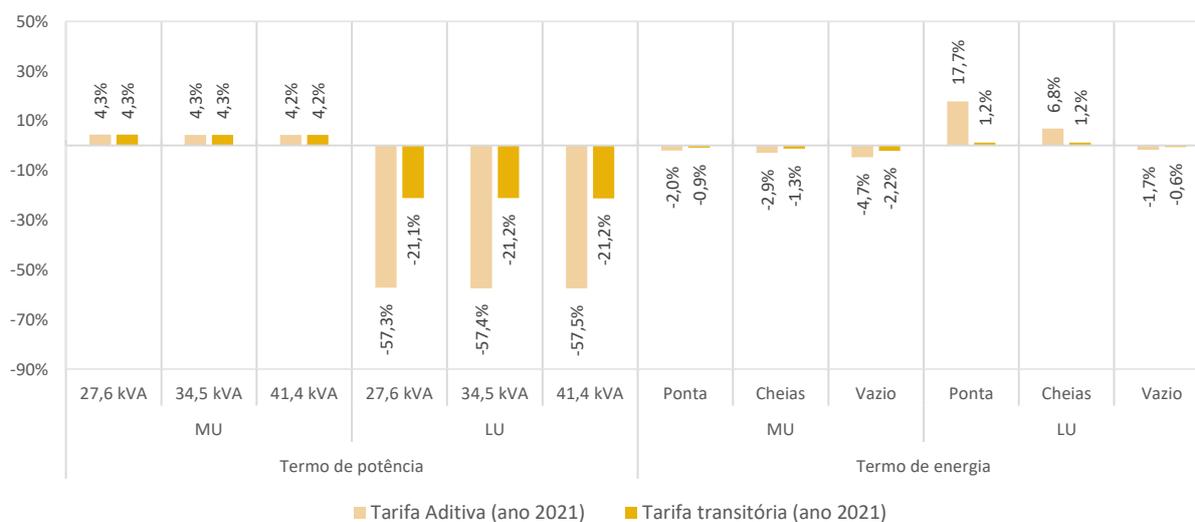
²⁷ O limite foi definido de forma a assegurar que nenhum preço aumente mais do que a taxa de inflação prevista para 2021, medida pelo Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC), tendo sido considerada a previsão da Comissão Europeia (*Summer 2020 Economic Forecast*, julho 2020).

²⁸ A diferença entre estes dois valores prende-se com a revisão trimestral da tarifa de Energia ocorrida em abril de 2020.

Quadro 4-2 - Comparação da tarifa transitória com a tarifa aditiva em BTN, por termo tarifário

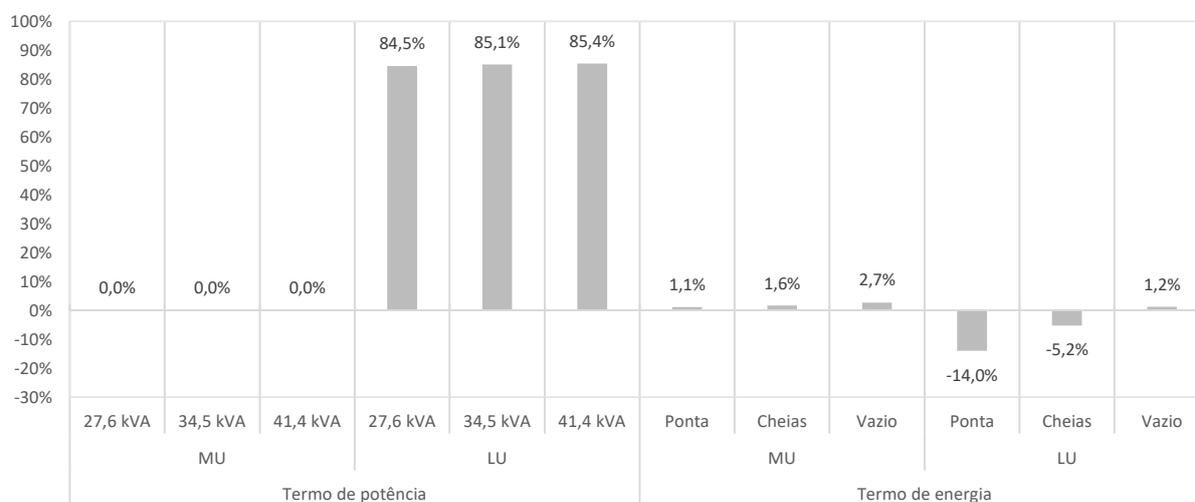
BTN>	<ul style="list-style-type: none">▪ Na opção para Longas Utilizações (LU) os termos de potência estão acima da tarifa aditiva, verificando-se maioritariamente o oposto nos termos de energia▪ Comparativamente com a opção para LU, os preços da opção para Médias Utilizações (MU) estão mais alinhados com a tarifa aditiva, sendo os termos de potência aditivos.
BTN<	<ul style="list-style-type: none">▪ Os termos de potência contratada acima de 2,3 kVA estão abaixo da tarifa aditiva, enquanto que para o escalão de 2,3 kVA 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 os termos de energia estão acima da tarifa, em particular no vazio.▪ 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.

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



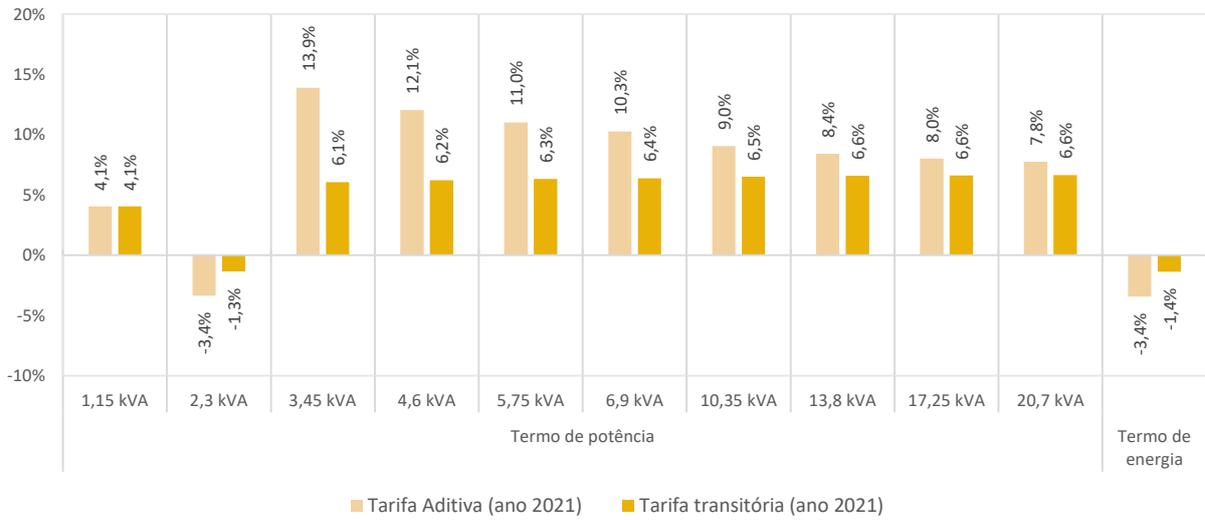
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2020.

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



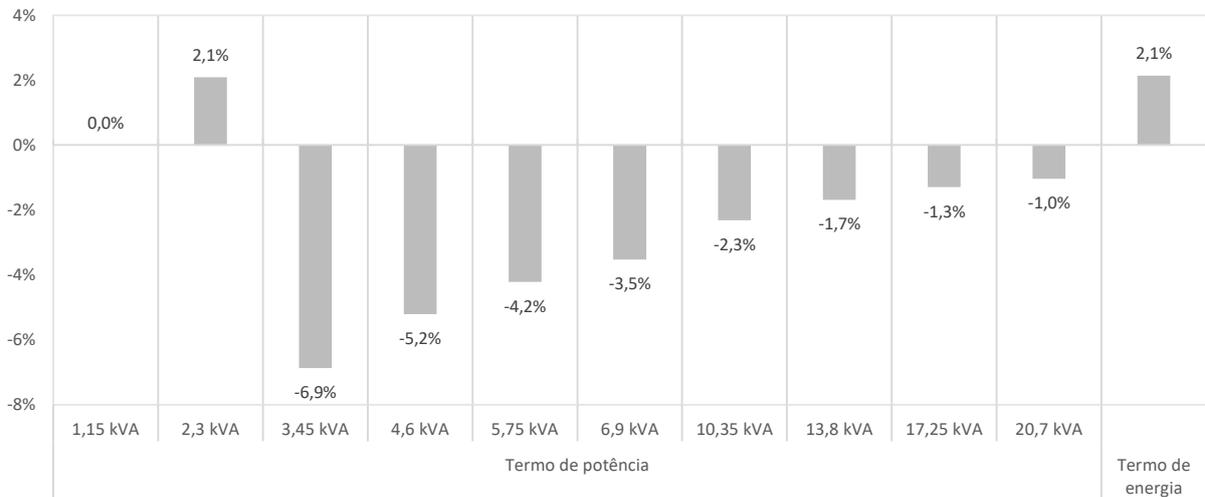
Nota: O valor apresentado determina para o ano 2021 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



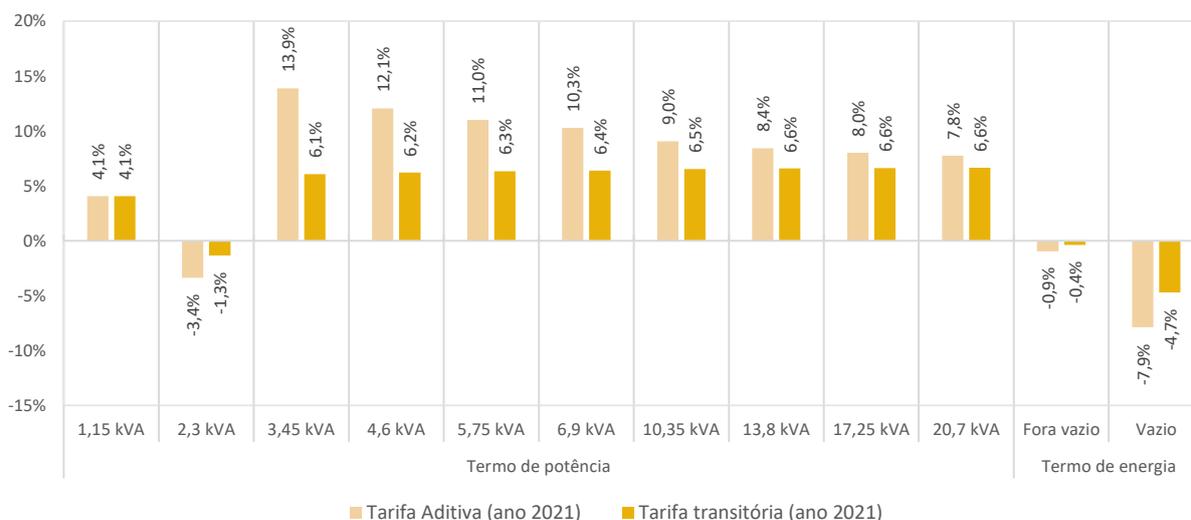
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2020; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



Nota: O valor apresentado determina para o ano 2021 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



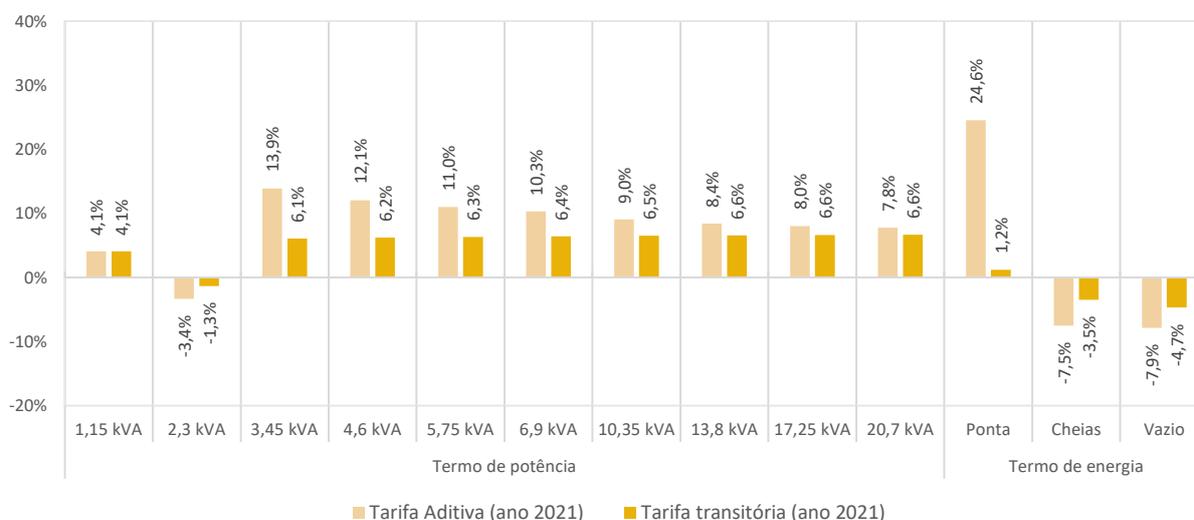
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2020; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



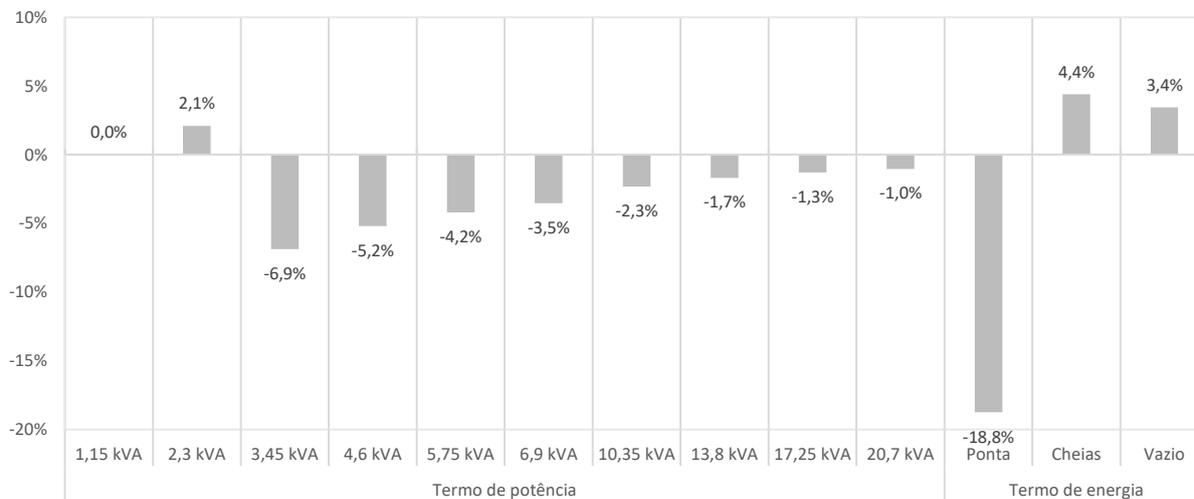
Nota: O valor apresentado determina para o ano 2021 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2020; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



Nota: O valor apresentado determina para o ano 2021 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços de todas as opções tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN, entre o fim do ano de 2020 e o ano de 2021.

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

Variação por termo tarifário						
Energia ativa (por período horário)			Potência contratada (por escalão de potência contratada em kVA)			
Pontas	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4	
BTN > MU	-0,9%	-1,3%	-2,2%	4,3%	4,3%	4,2%
BTN > LU	1,2%	1,2%	-0,6%	-21,1%	-21,2%	-21,2%
BTN Sazonal >	0,1%	0,1%	0,1%	8,1%	8,1%	8,1%

Nota: A existência de variações acima do limitador de +1,2% está explicada no início do capítulo 4.

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

Variação por termo tarifário												
Energia ativa (por período horário)			Potência contratada (por escalão de potência contratada em kVA)									
Fora vazio		Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
Pontas	Cheias	Vazio										
BTN< Simples (≤ 2,3 kVA)	1,2%		4,1%	-1,3%								
BTN< Simples (> 2,3 kVA)	-1,4%				6,1%	6,2%	6,3%	6,4%	6,5%	6,6%	6,6%	6,6%
BTN< Bi-horária	-0,4%	-4,7%	4,1%	-1,3%	6,1%	6,2%	6,3%	6,4%	6,5%	6,6%	6,6%	6,6%
BTN< Tri-horária	1,2%	-3,5%	-4,7%	4,1%	-1,3%	6,1%	6,2%	6,3%	6,4%	6,5%	6,6%	6,6%
BTN Sazonal< Simples	0,1%				13,4%	12,8%	12,4%	12,1%	12,1%	12,0%	12,0%	11,9%
BTN Sazonal< Bi-horária	0,1%	0,1%			6,2%	6,5%	6,7%	6,8%	7,7%	8,4%	9,0%	9,3%
BTN Sazonal< Tri-horária	0,1%	0,1%	0,1%		6,2%	6,5%	6,7%	6,8%	7,7%	8,4%	9,0%	9,3%

Nota: A existência de variações acima do limitador de +1,2% está explicada no início do capítulo 4.

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

4.2.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA DA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

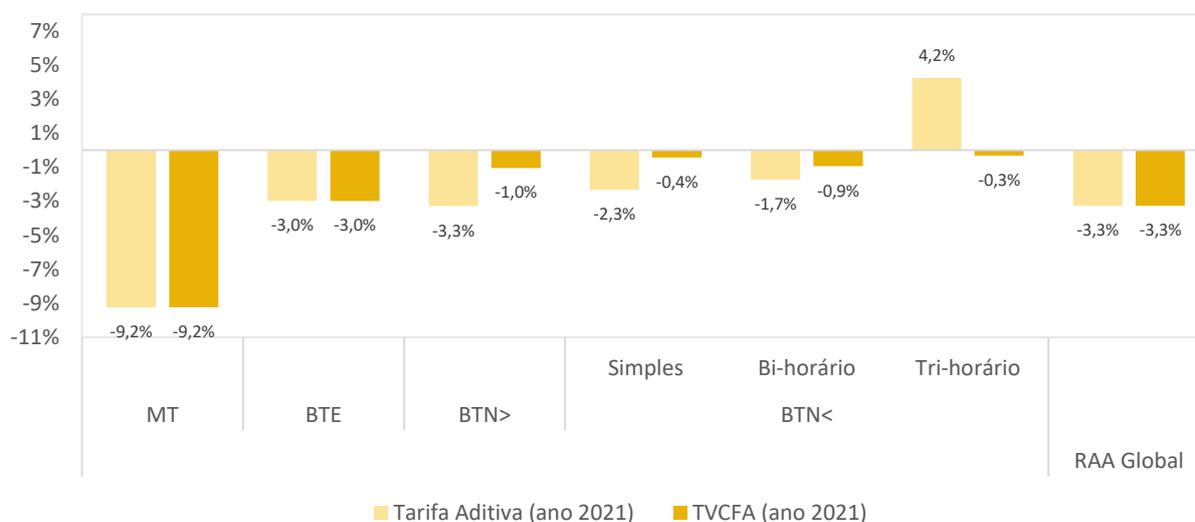
A Figura 4-12 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA²⁹. Enquanto que para a globalidade da RAA as variações tarifárias são iguais em ambos os casos, existem diferenças por subgrupo de consumidores. As diferenças resultam da limitação das variações máximas na TVCFA através do mecanismo de convergência, resultando em regra em variações tarifárias de menor amplitude na TVCFA.

No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCFA entre 2020 e 2021 é de -0,6%. Esta variação compara com um valor de +0,2% se for tida em conta a variação entre dezembro de 2020 e janeiro de 2021.³⁰

²⁹ 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».

³⁰ A segunda variação é mais alta uma vez que para a TVCFA o valor médio de 2020 é mais alto do que o valor de dezembro de 2020 devido à revisão trimestral da tarifa de Energia que ocorreu em abril de 2020.

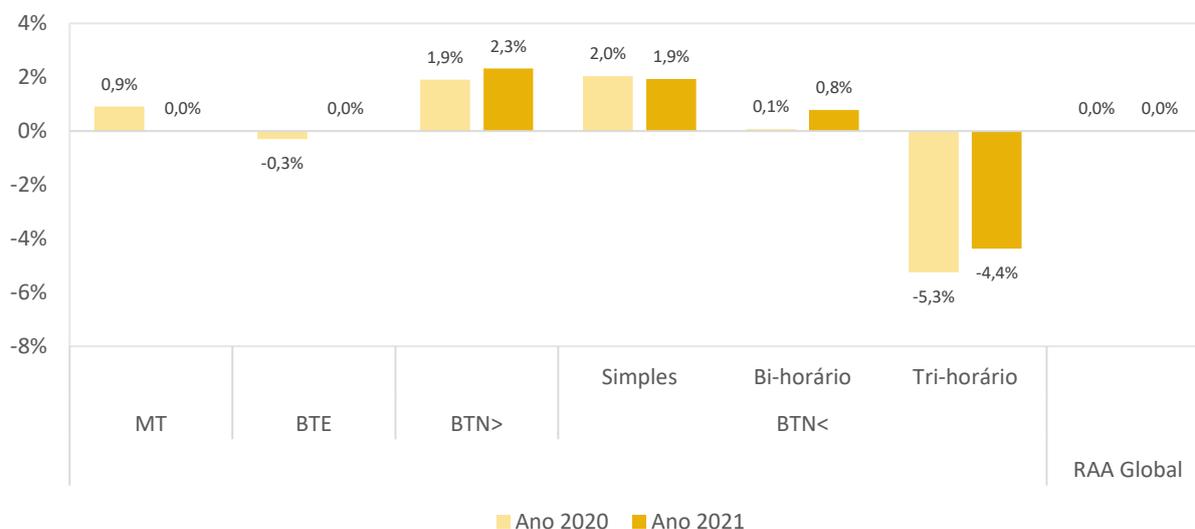
Figura 4-12 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no ano 2020 (valor médio do ano 2020, incluindo o efeito da revisão trimestral).

A Figura 4-13 apresenta a distância relativa da TVCFA face à tarifa aditiva, por nível de tensão e opção tarifária. No total da RAA 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 4-13 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA

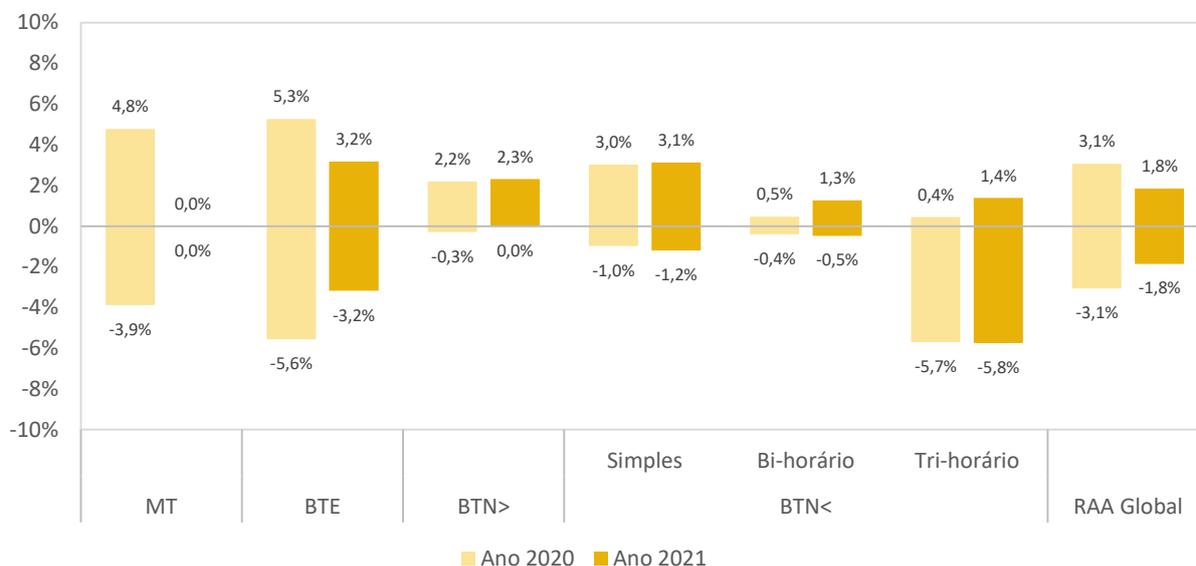


Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFA e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

É de destacar que a partir do ano 2021 se encontra assegurada a aditividade em termos médios da TVCFA nos níveis de tensão MT, BTE e BTN, visível através dos valores nulos em MT e BTE na Figura 4-13.

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

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



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

A figura permite concluir que no ano 2021 a existência de preços na TVCFA acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 1,8% dos proveitos a recuperar na RAA. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário devido a outros preços na TVCFA abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade tarifária da TVCFA em termos médios para a RAA. Regista-se ainda uma melhoria neste indicador, uma vez que estes desvios em sentido contrário diminuíram face ao ano anterior.

4.2.2 VARIAÇÃO 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 2021, 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.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável à TVCFA na RAA ³¹ considera uma variação máxima por termo tarifário de +1,2%, com exceção dos termos de potência contratada. Esta variação máxima compara com uma variação tarifária média global na aplicação das tarifas aditivas na RAA de -2,4% entre dezembro de 2020 e janeiro de 2021 e de -3,3% entre o ano 2020 e o ano 2021.³² O Quadro 4-5 resume as principais observações que decorrem da comparação da TVCFA com a tarifa aditiva.

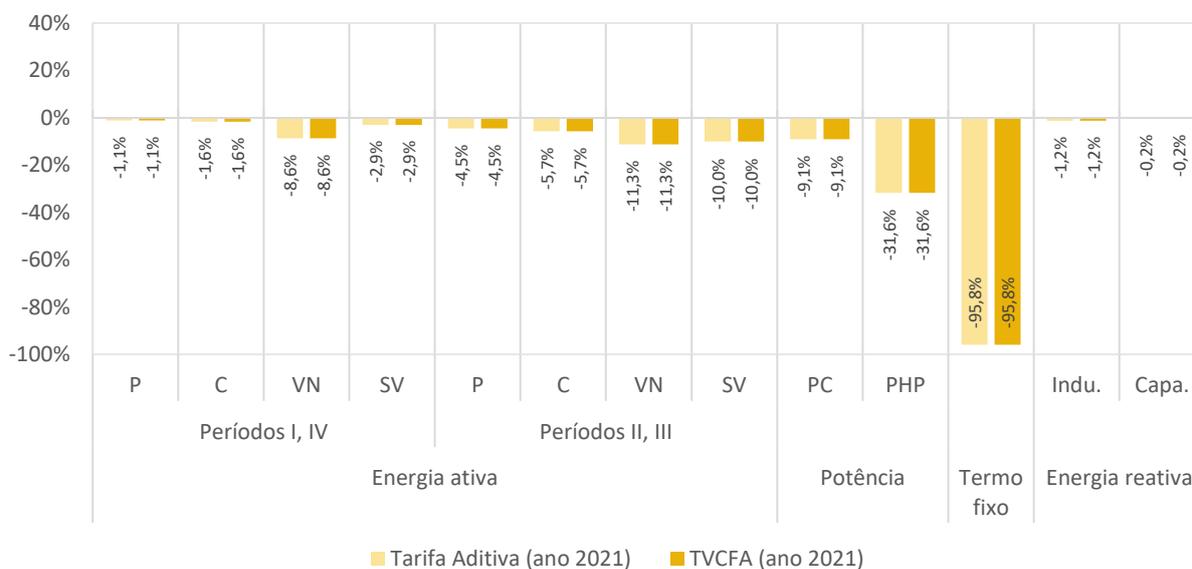
Quadro 4-5 - Comparação da TVCFA com a tarifa aditiva na RAA, por termo tarifário

MT	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uma vez que não se verificam variações de preço acima do limitador de +1,2%, foi atingida a aditividade tarifária plena em MT.
BTE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Existem vários preços com diferenças face à tarifa aditiva superiores a 9%, em valor absoluto, designadamente os preços da energia ativa em ponta, a potência em horas de ponta e o termo fixo. ▪ Em termos médios a TVCFA em BTE assegura a aditividade tarifária na RAA.
BTN>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Os termos de potência contratada são iguais à tarifa aditiva. ▪ Os termos de energia ativa estão acima da tarifa aditiva.
BTN<	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 acima da tarifa aditiva, em particular no vazio. ▪ Na opção tri-horária o termo de energia para horas de ponta está abaixo da tarifa aditiva, verificando-se o oposto nas horas cheias e nas horas de vazio.

³¹ 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 pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro, e n.º 496/2020, de 26 de maio.

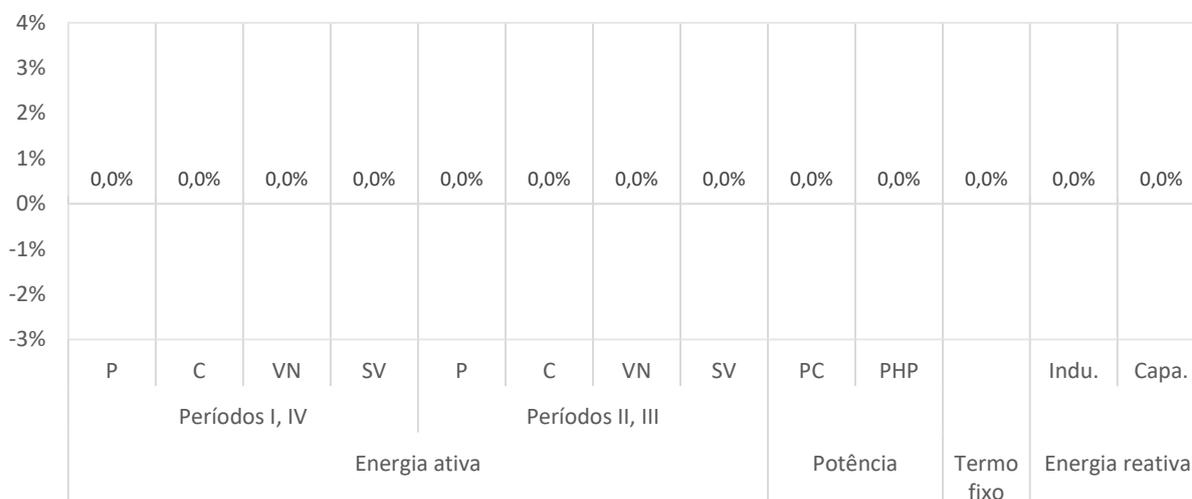
³² A diferença entre estes dois valores prende-se com a revisão trimestral da tarifa de Energia ocorrida em abril de 2020.

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



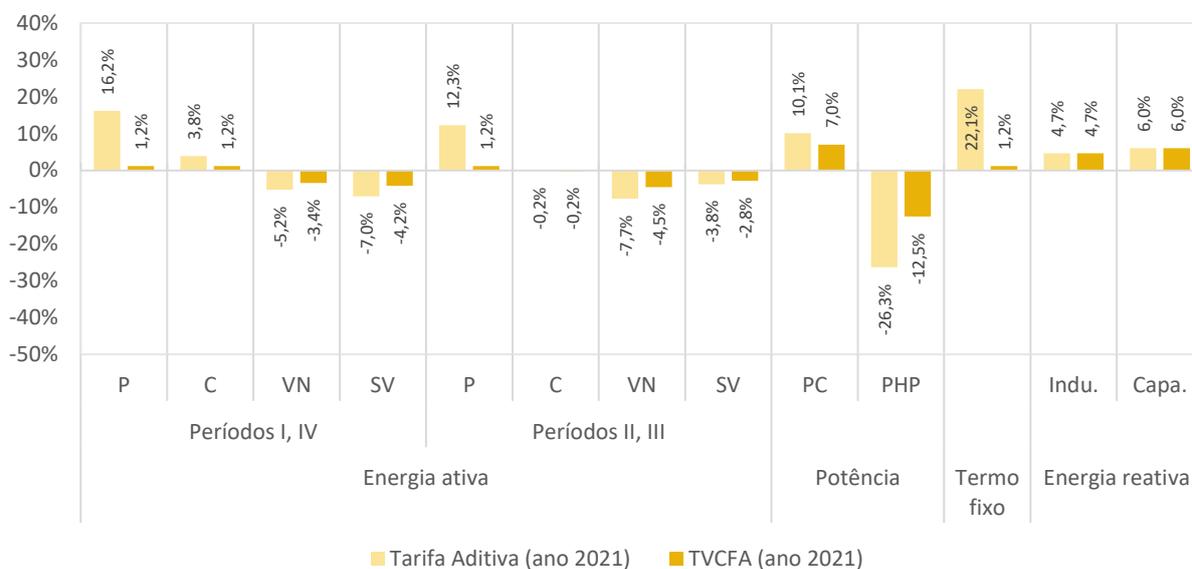
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2020.

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



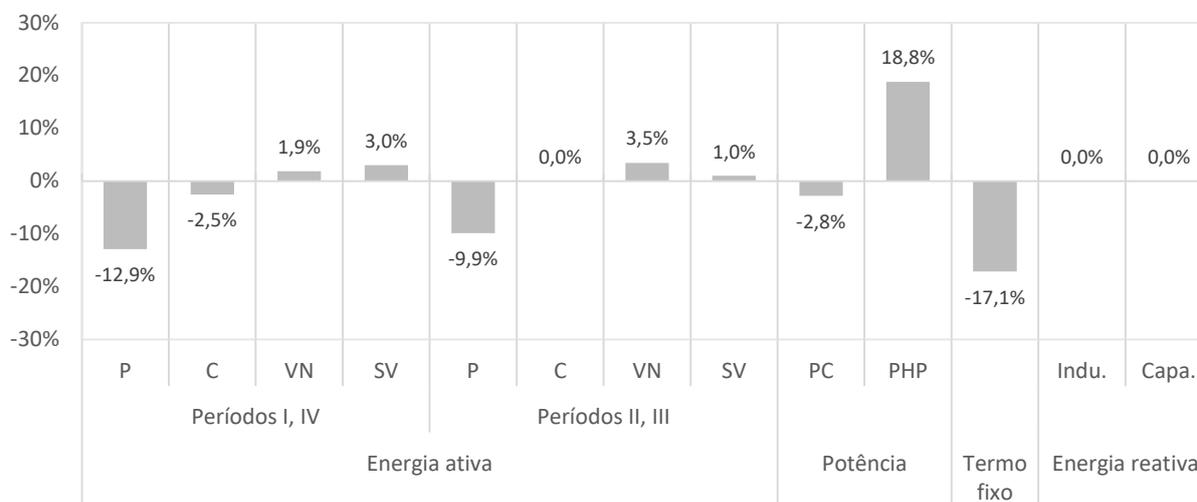
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



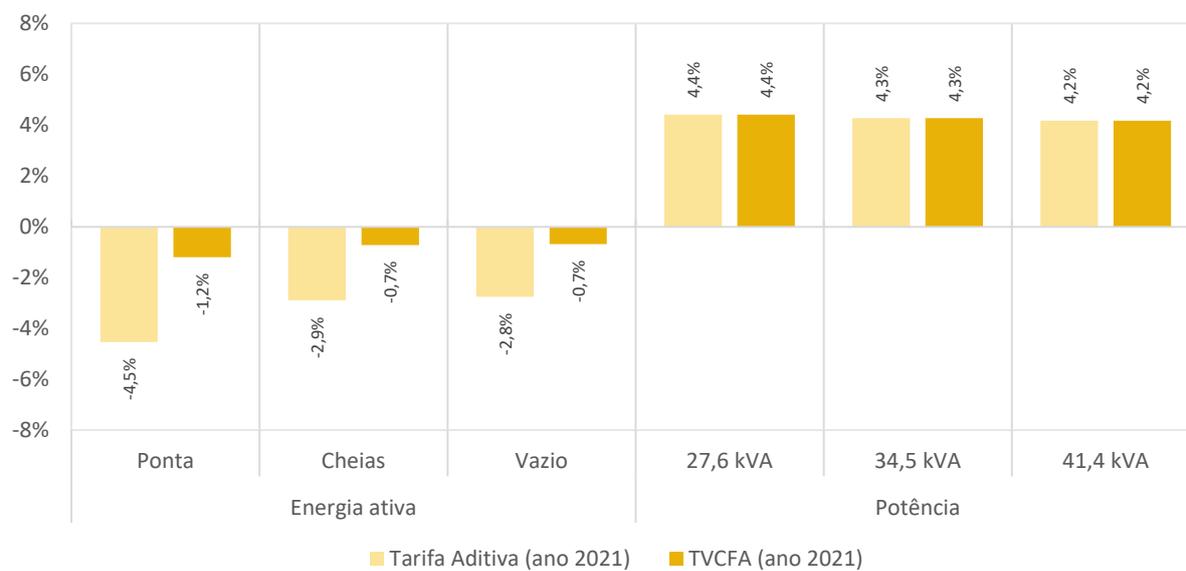
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2020.

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



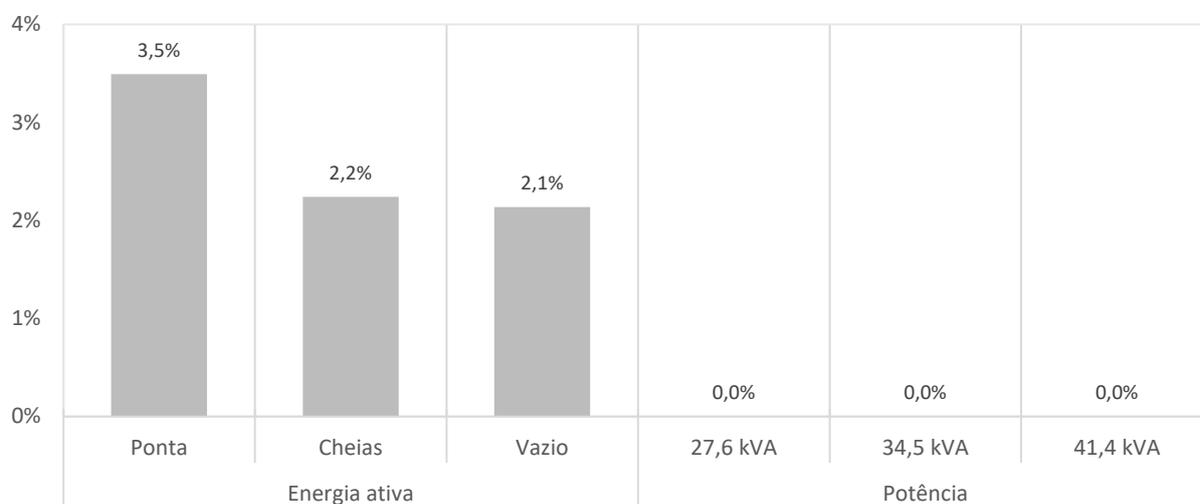
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2020.

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



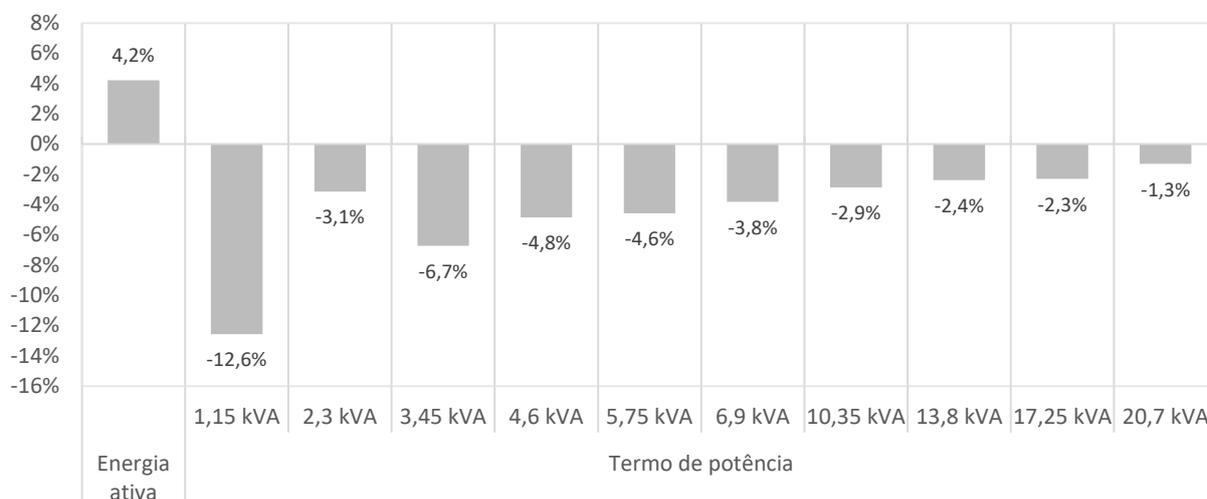
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



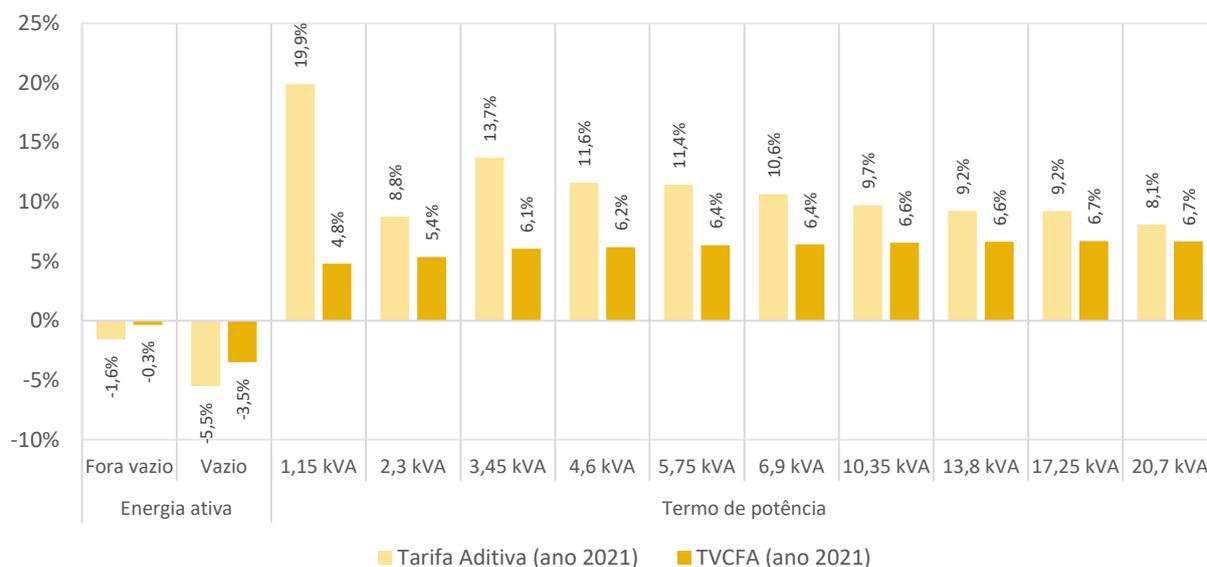
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2020. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



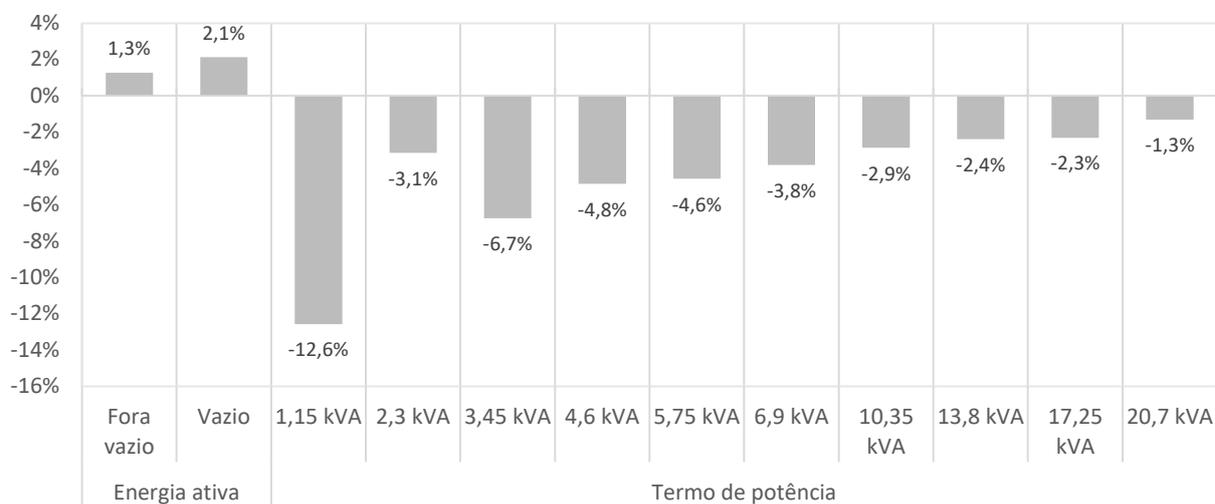
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



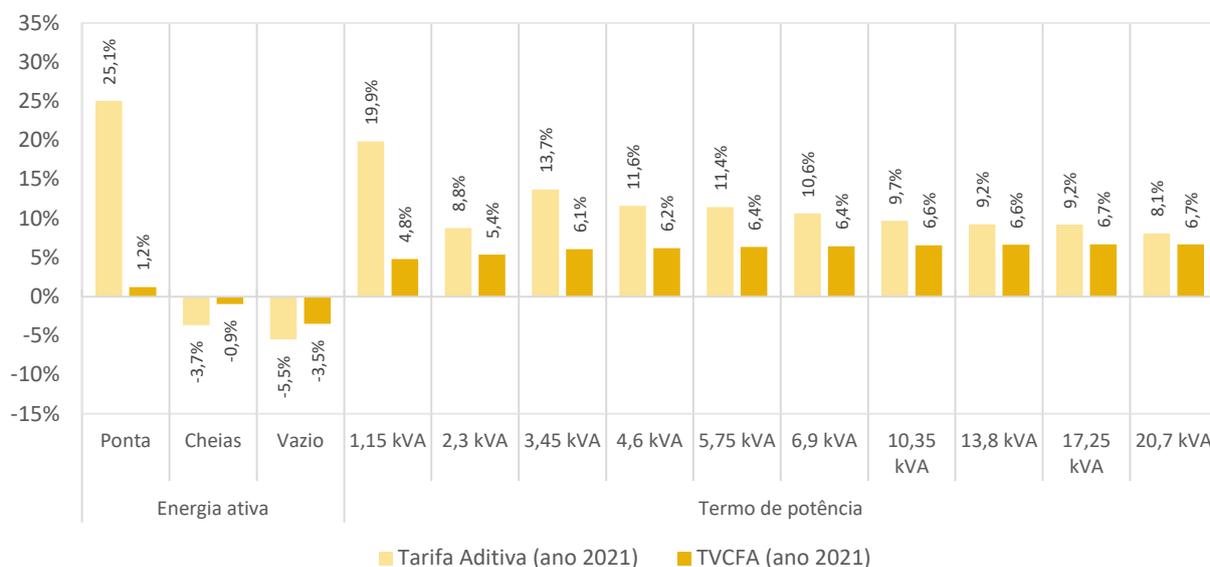
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2020. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



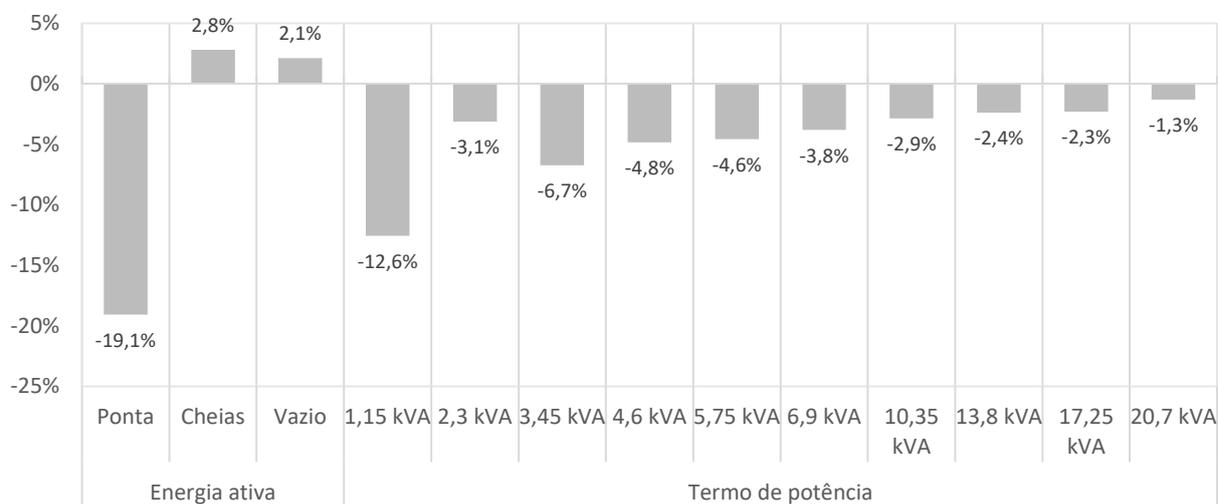
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2020. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



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

Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores, de 2020 para 2021.

Quadro 4-6 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAA

Variação por termo tarifário													
Energia ativa								Potência		Termo fixo	Energia reativa		
Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva	
Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio						
MT	-1,1%	-1,6%	-8,6%	-2,9%	-4,5%	-5,7%	-11,3%	-10,0%	-9,1%	-31,6%	-95,8%	-1,2%	-0,2%
BTE	1,2%	1,2%	-3,4%	-4,2%	1,2%	-0,2%	-4,5%	-2,8%	7,0%	-12,5%	1,2%	4,7%	6,0%

Quadro 4-7 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAA

Variação por termo tarifário																
Energia ativa (por período horário)				Potência contratada (por escalão de potência contratada em kVA)												
Fora vazio		Vazio		1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7	27,6	34,5	41,4
Pontas	Cheias	Vazio														
BTN< Simples (≤ 2,3 kVA)			-0,4%	4,8%	5,4%											
BTN< Simples (> 2,3 kVA)			-1,5%			6,1%	6,2%	6,4%	6,4%	6,6%	6,6%	6,7%	6,7%			
BTN< Bi-horária		-0,3%	-3,5%	4,8%	5,4%	6,1%	6,2%	6,4%	6,4%	6,6%	6,6%	6,7%	6,7%			
BTN< Tri-horária	1,2%	-0,9%	-3,5%	4,8%	5,4%	6,1%	6,2%	6,4%	6,4%	6,6%	6,6%	6,7%	6,7%			
BTN>	-1,2%	-0,7%	-0,7%											4,4%	4,3%	4,2%

Nota: A existência de variações acima do limitador de +1,2% está explicada no início do capítulo 4.

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

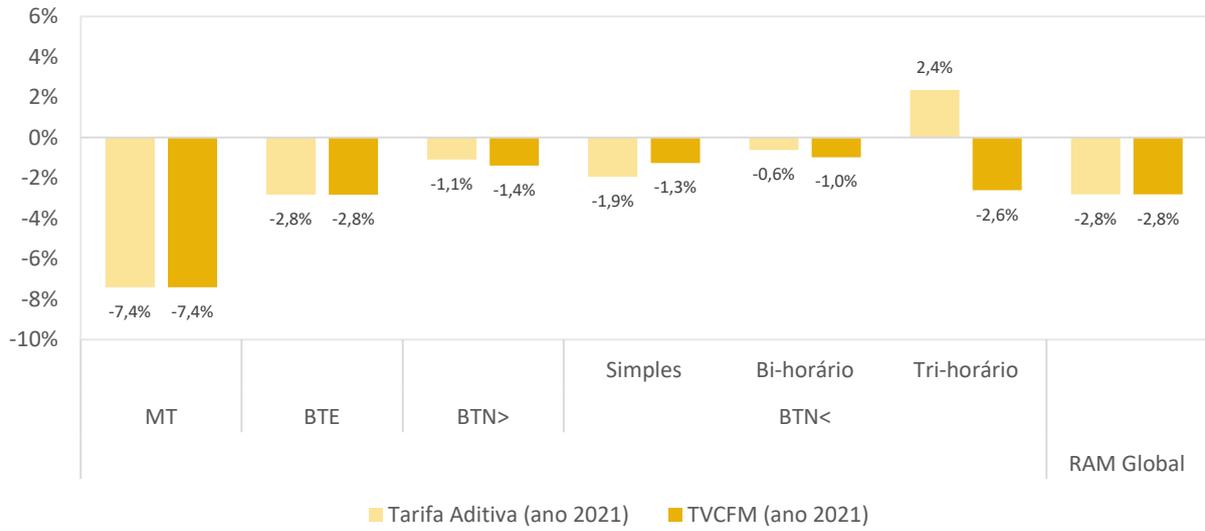
A Figura 4-12 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM³³. Enquanto que para a globalidade da RAM as variações tarifárias são iguais em ambos os casos, existem diferenças por subgrupo de consumidores. As diferenças resultam da limitação das variações máximas na TVCFM através do mecanismo de convergência, resultando em variações tarifárias de menor amplitude na TVCFM.

No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCFM entre 2020 e 2021 é de -1,4%. Esta variação compara com um valor de -0,6% se for tida em conta a variação entre dezembro de 2020 e janeiro de 2021.³⁴

³³ 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».

³⁴ A segunda variação é mais alta uma vez que para a TVCFM o valor médio de 2020 é mais alto do que o valor de dezembro de 2020 devido à revisão trimestral da tarifa de Energia que ocorreu em abril de 2020.

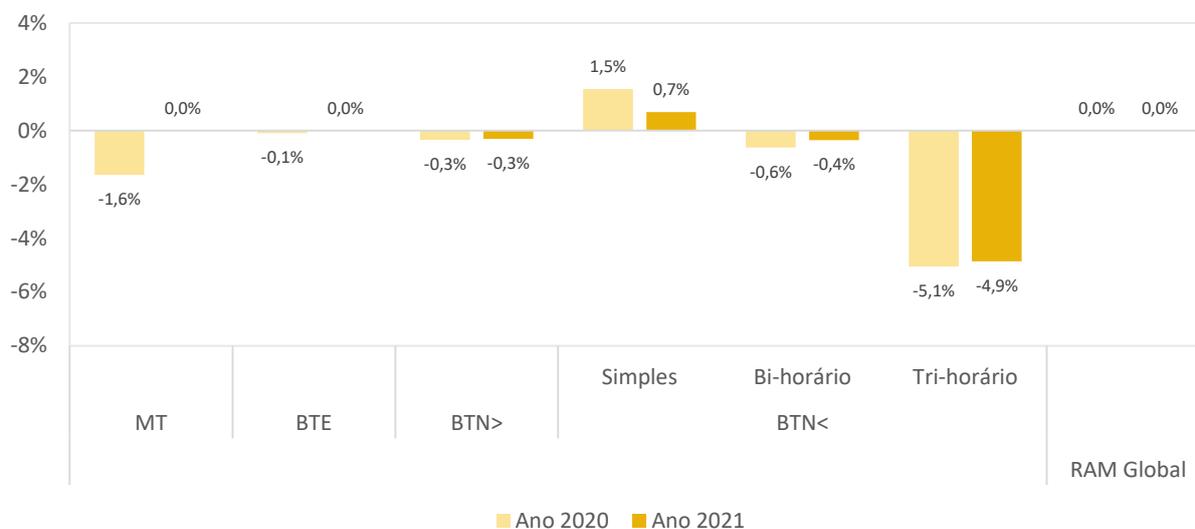
Figura 4-27 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no ano 2020 (valor médio do ano 2020, incluindo o efeito da revisão trimestral).

A Figura 4-28 apresenta a distância relativa da TVCFM face à tarifa aditiva, por nível de tensão e opção tarifária. No total da RAM 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 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM

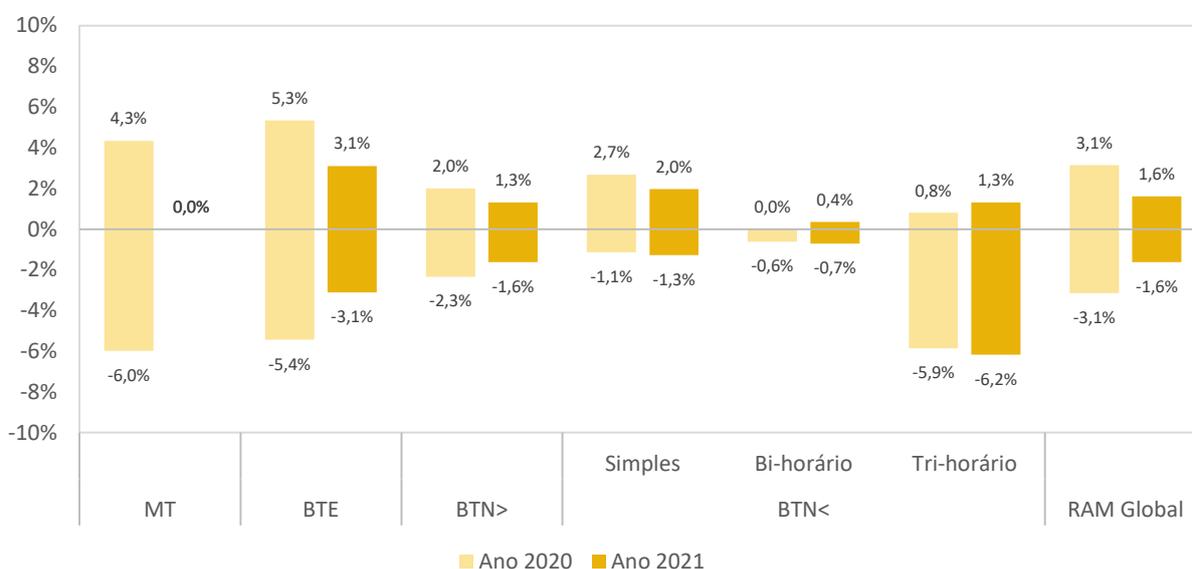


Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFM e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

É de destacar que a partir do ano 2021 se encontra assegurada a aditividade em termos médios da TVCFM nos níveis de tensão MT, BTE e BTN, visível através dos valores nulos em MT e BTE na Figura 4-28.

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

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



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

A figura permite concluir que no ano 2021 a existência de preços na TVCFM acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 1,6% dos proveitos a recuperar na RAM. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário devido a outros preços na TVCFM abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade tarifária da TVCFM em termos médios para a RAM. Regista-se ainda uma melhoria neste indicador, uma vez que estes desvios em sentido contrário diminuirão face ao ano anterior.

4.3.2 VARIAÇÃO 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 2021, 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.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável à TVCFM na RAM ³⁵ considera uma variação máxima por termo tarifário de +1,2%, com exceção dos termos de potência contratada. Esta variação máxima compara com uma variação tarifária média global na aplicação das tarifas aditivas na RAM de -2,0% entre dezembro de 2020 e janeiro de 2021 e de -2,8% entre o ano 2020 e o ano 2021.³⁶ O Quadro 4-8 resume as principais observações que decorrem da comparação da TVCFM com a tarifa aditiva.

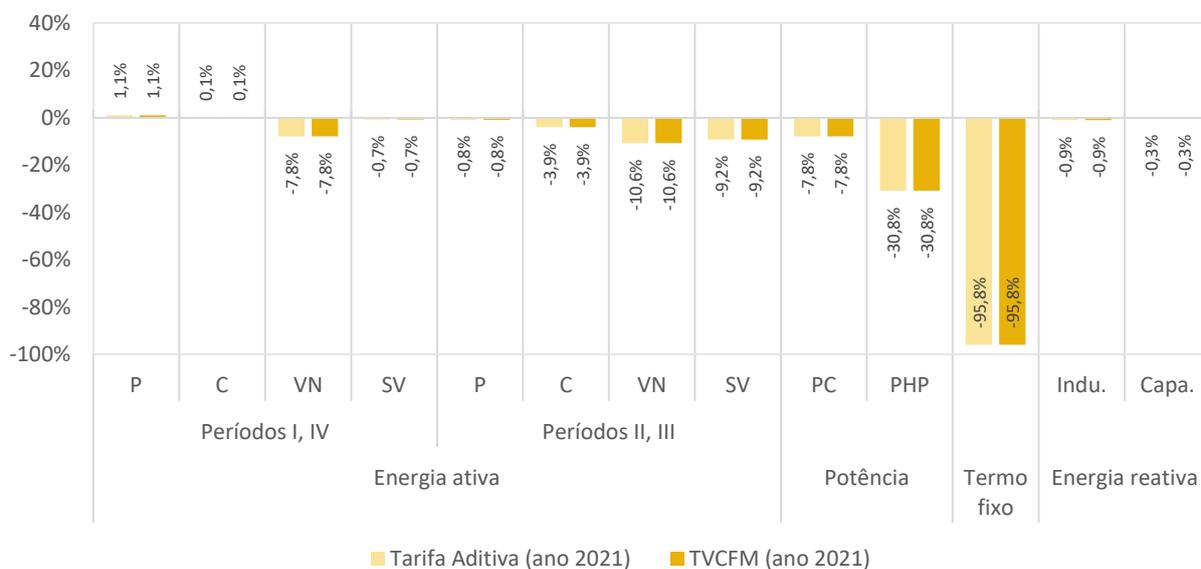
Quadro 4-8 - Comparação da TVCFM com a tarifa aditiva na RAM, por termo tarifário

MT	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uma vez que não se verificam variações de preço acima do limitador de +1,2%, foi atingida a aditividade tarifária plena em MT.
BTE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Existem vários preços com diferenças face à tarifa aditiva superiores a 9%, designadamente os preços da energia ativa em ponta, a potência em horas de ponta e o termo fixo. ▪ Em termos médios a TVCFM em BTE assegura a aditividade tarifária na RAM.
BTN>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Os termos de potência contratada são inferiores à tarifa aditiva. ▪ Os termos de energia nas horas de ponta e nas horas cheias estão acima da tarifa aditiva, verificando-se o oposto no período de vazio.
BTN<	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 em vazio está acima da tarifa aditiva, com o preço em fora de vazio praticamente alinhado com a tarifa aditiva. ▪ Na opção tri-horária os termos de energia nas horas cheias e nas horas de vazio estão acima da tarifa aditiva, verificando-se o oposto nas horas de ponta.

³⁵ 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.

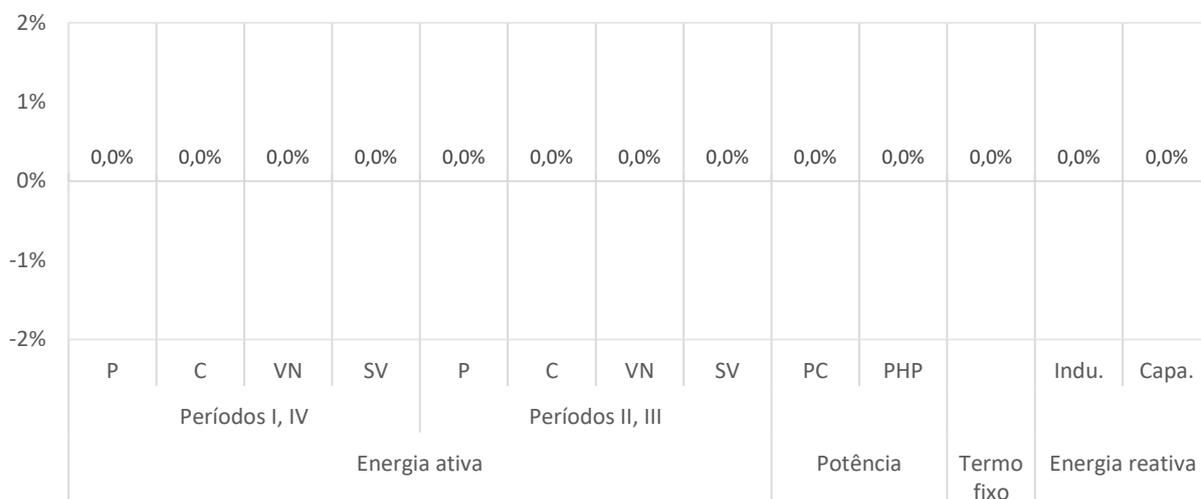
³⁶ A diferença entre estes dois valores prende-se com a revisão trimestral da tarifa de Energia ocorrida em abril de 2020.

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



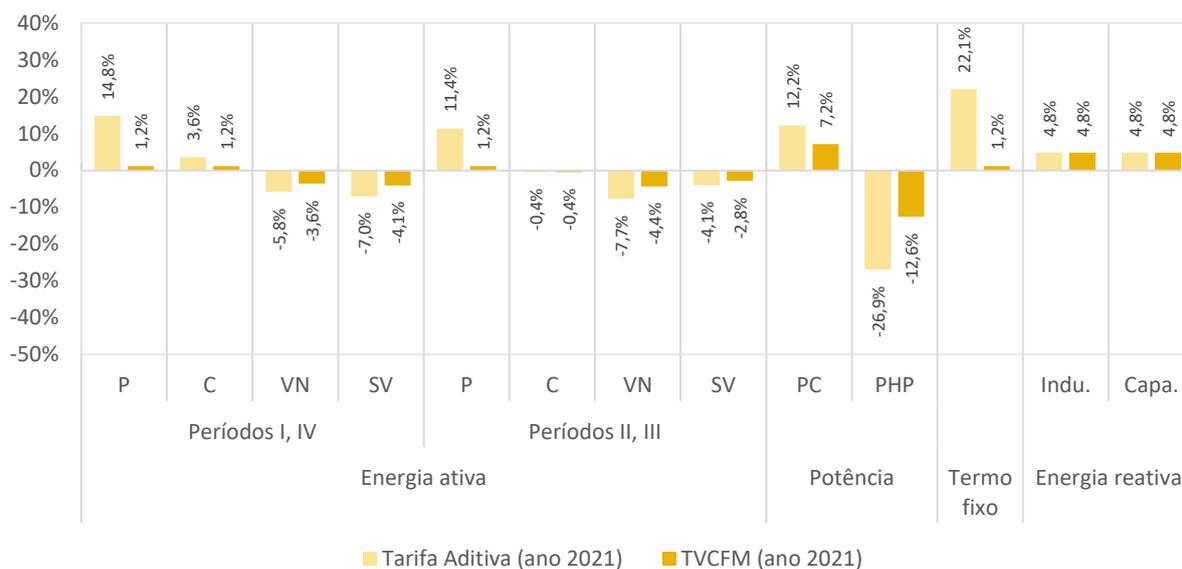
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2020.

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



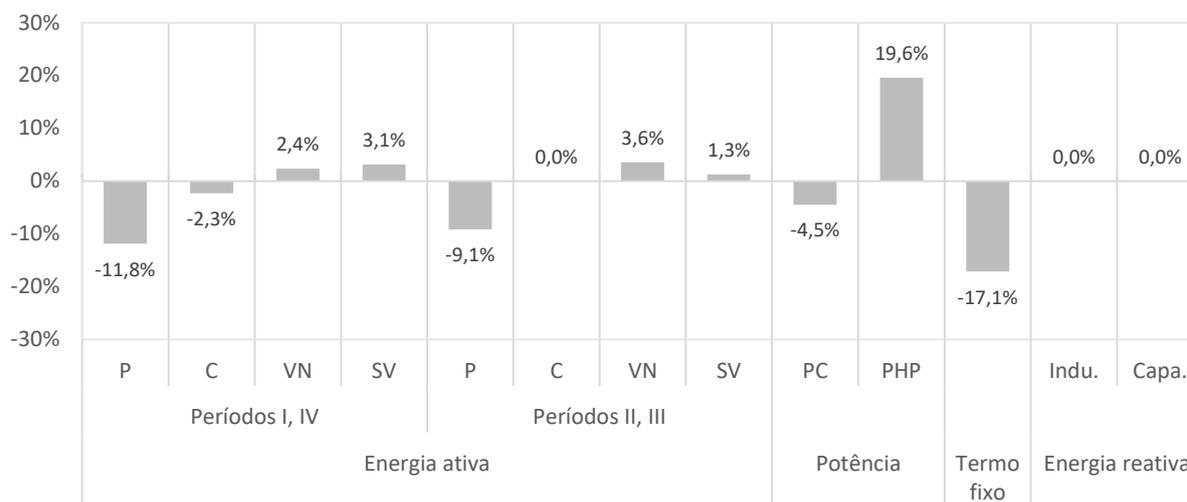
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



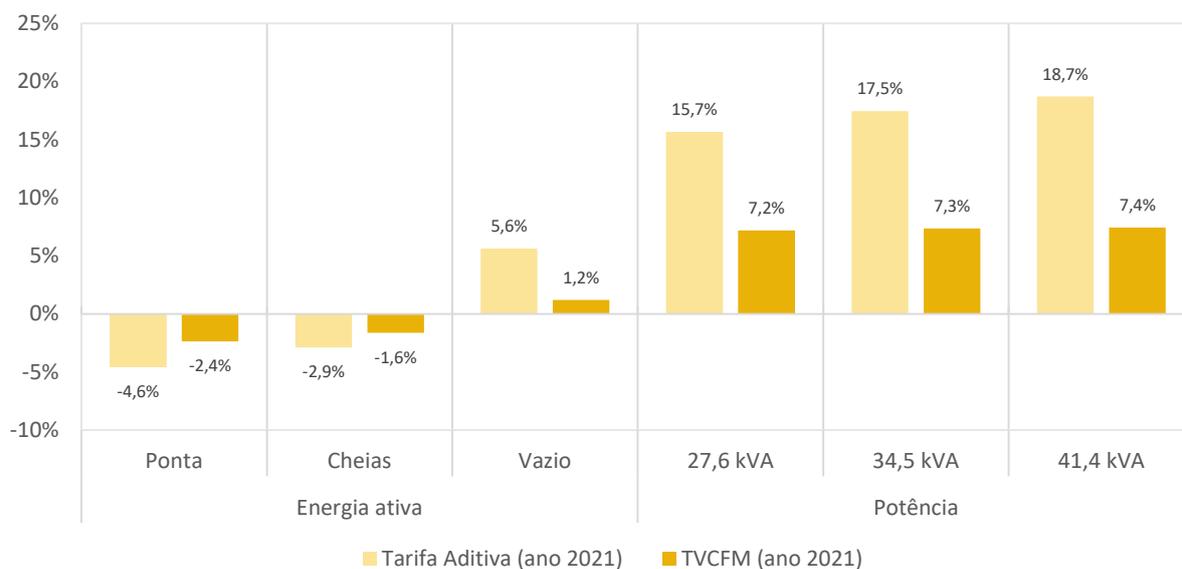
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2020.

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



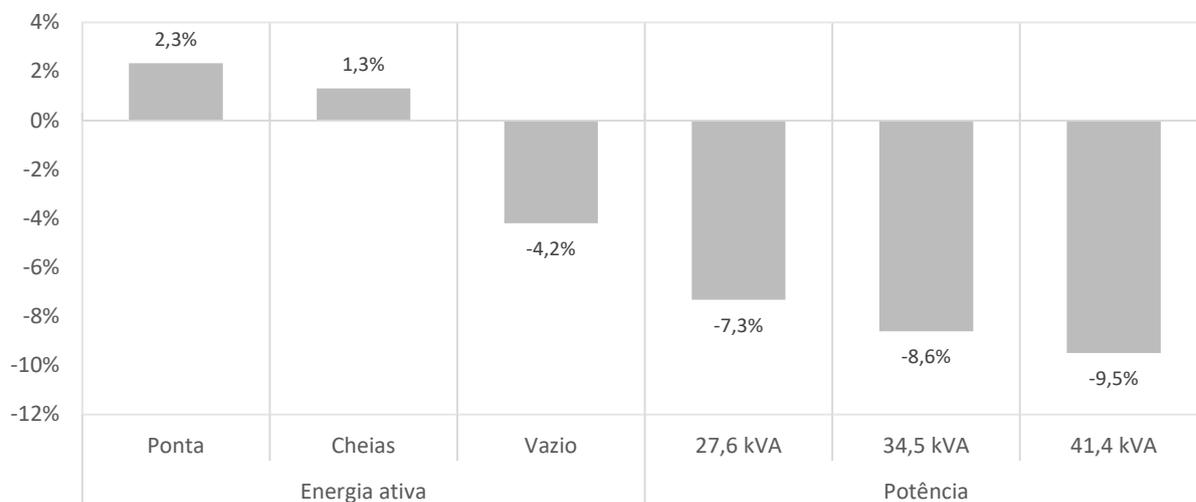
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2020.

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



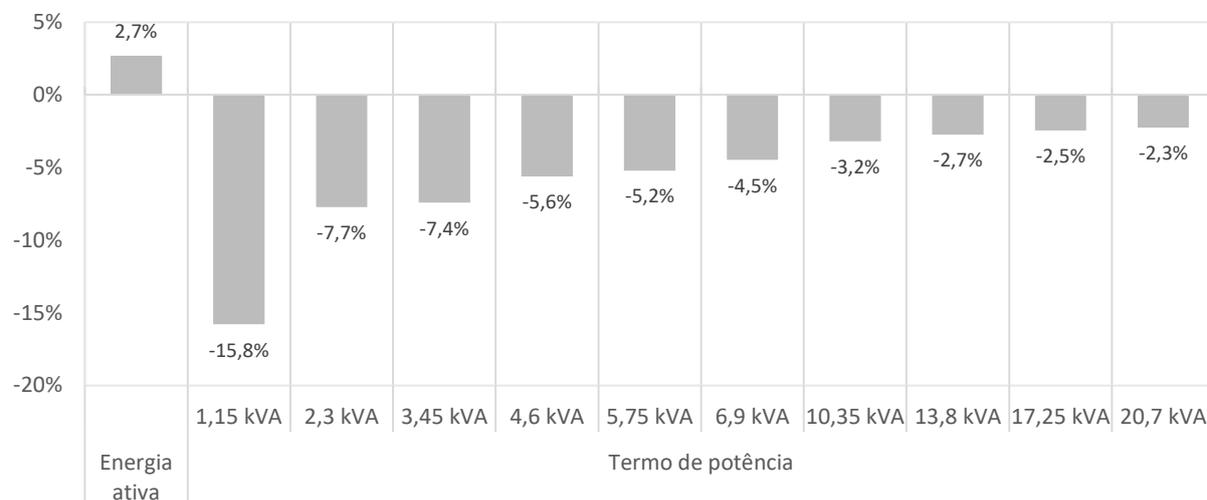
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



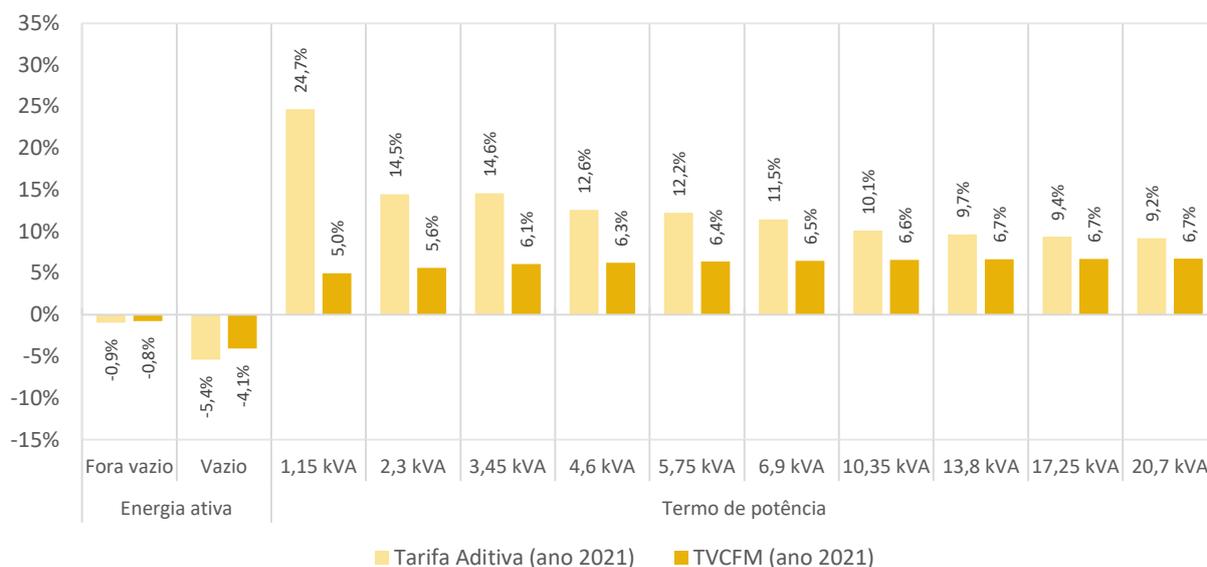
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2020. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



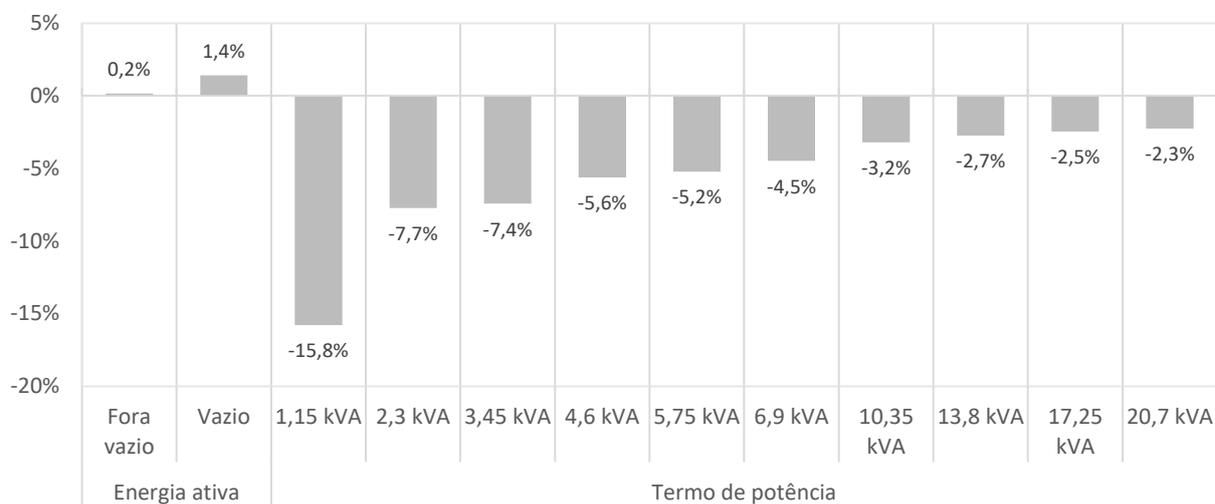
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



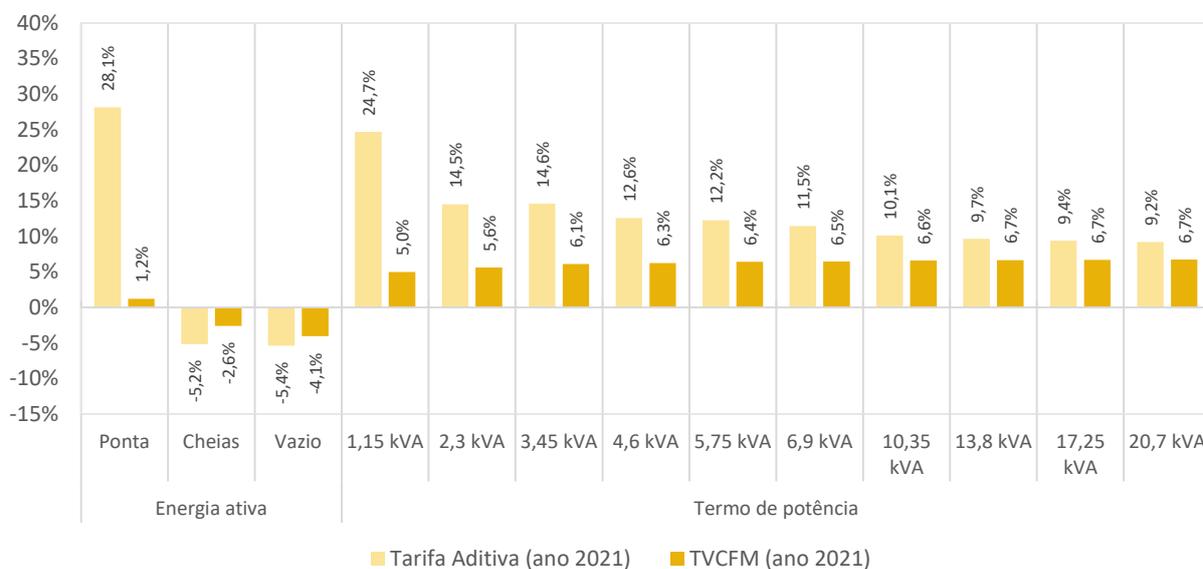
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2020. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



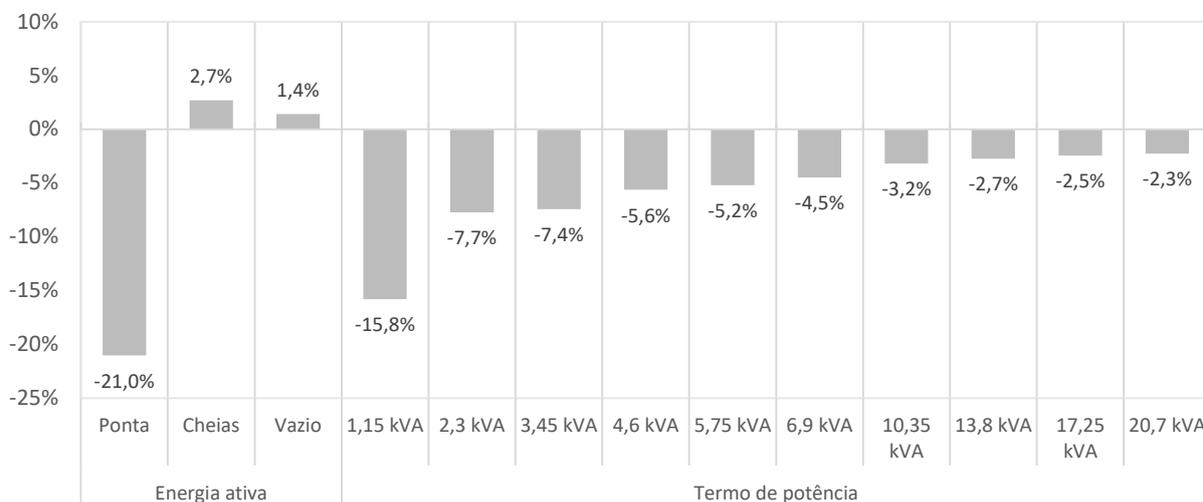
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2020. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



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

Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira, de 2020 para 2021.

Quadro 4-9 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM

Variação por termo tarifário													
Energia ativa								Potência		Termo fixo	Energia reativa		
Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva	
Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio						
MT	1,1%	0,1%	-7,8%	-0,7%	-0,8%	-3,9%	-10,6%	-9,2%	-7,8%	-30,8%	-95,8%	-0,9%	-0,3%
BTE	1,2%	1,2%	-3,6%	-4,1%	1,2%	-0,4%	-4,4%	-2,8%	7,2%	-12,6%	1,2%	4,8%	4,8%

Quadro 4-10 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAM

Variação por termo tarifário																
Energia ativa (por período horário)				Potência contratada (por escalão de potência contratada em kVA)												
Fora vazio		Vazio		1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7	27,6	34,5	41,4
Pontas	Cheias	Vazio														
BTN< Simples (≤ 2,3 kVA)	-1,1%			5,0%	5,6%											
BTN< Simples (> 2,3 kVA)	-2,6%					6,1%	6,3%	6,4%	6,5%	6,6%	6,7%	6,7%	6,7%			
BTN< Bi-horária	-0,8%		-4,1%	5,0%	5,6%	6,1%	6,3%	6,4%	6,5%	6,6%	6,7%	6,7%	6,7%			
BTN< Tri-horária	1,2%	-2,6%		-4,1%	5,0%	5,6%	6,1%	6,3%	6,4%	6,5%	6,6%	6,7%	6,7%			
BTN>	-2,4%		-1,6%	1,2%										7,2%	7,3%	7,4%

Nota: A existência de variações acima do limitador de +1,2% está explicada no início do capítulo 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 ³⁷.

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

³⁷ 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 de cheias.

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

Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal continental

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

Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental

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

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

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

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

Em função da introdução em 2018 de um ciclo de contagem semanal em BTN nas Regiões Autónomas, cujas durações diárias não se encontram ainda previstas no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, a ERSE propõe manter em 2021 a utilização das durações apresentadas no Quadro 5-5.

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

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

A localização horária dos períodos tarifários foi determinada de modo a maximizar-se a eficiência dos sinais preço, quer das tarifas de acesso às redes, quer das tarifas de energia. Os estudos sobre a localização dos períodos tarifários determinaram a aprovação de diversas tipologias de ciclos de contagem, quer com

estrutura semanal, quer com estrutura diária para os diversos níveis de tensão. Em algumas situações oferecem-se períodos horários alternativos na medida em que ambas as soluções permitem assegurar a transmissão de sinais económicos eficientes. Considera-se que qualquer modificação dos períodos horários em vigor deverá ser precedida de estudos que demonstrem a sua valia económica.

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 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 2021

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 2021

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

Quadro 5-8 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2021

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

Quadro 5-9 - Ciclo diário transitório para MT em Portugal continental em 2021

Ciclo diário transitório para 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 2021

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 2021

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 2021

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

5.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

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

Quadro 5-13 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2021

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 2021

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 2021

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

De seguida caracterizam-se as ofertas comerciais de eletricidade no simulador de preços de energia³⁸, de acordo com a informação disponível no final do 3.º trimestre de 2020³⁹.

A comparação das ofertas em termos de fatura anual inclui as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a taxa de ocupação do subsolo para o gás natural.

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).

A análise é feita para três consumidores tipo no fornecimento de eletricidade e 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 com dois filhos e sem aquecimento central consumo anual: 292 m ³	 Casal com quatro filhos e com aquecimento central consumo anual: 640 m ³

6.1 OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE NO 3.º TRIMESTRE DE 2020

A análise efetuada inclui a totalidade das ofertas comerciais, ou seja, para além das ofertas padrão (sem qualquer tipo de restrição), inclui as ofertas condicionadas (com condições contratuais que condicionam a subscrição ao público em geral, como por exemplo as ofertas que obrigam ao estabelecimento de parcerias com outras instituições ou as ofertas que obrigam ao cumprimento de outras condições), ofertas com fidelização (obrigam à permanência durante um período previamente estabelecido, com a existência de penalizações no caso de saída antecipada) e ofertas indexadas (ofertas com mecanismos de indexação de

³⁸ 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.

³⁹ Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a penúltima semana de setembro de 2020.

preços aos mercados de energia grossistas). Não são consideradas as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

6.1.1 OFERTAS DE ELETRICIDADE⁴⁰

Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 11 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da Muon (Plano Muon Top), com um valor de 32,79 euro/mês, que corresponde a um desconto de 12% e uma poupança mensal de 4,6 euros em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor Tipo 1					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Muon	32,79 € (-12 %)	Plano Muon Top	Simples	Padrão
2	Iberdrola	32,90 € (-12 %)	Plano Casa Iberdrola com DDC	Simples	Padrão
3	GoldEnergy	32,91 € (-12 %)	Monoelétrico ACP Sustentável	Simples	Condicional
4	LuzBoa	33,08 € (-11 %)	LUZBOA PLUS	Simples	Padrão
5	Endesa	33,36 € (-11 %)	Tarifa Simples	Simples	Padrão
6	YLCE	33,83 € (-9 %)	Enforcesco _YLCE _Todos Juntos	Simples	Padrão
7	Alfa Energia	34,25 € (-8 %)	Tarifa ALFA MAIS	Simples	Padrão
8	LOGICA Energy	34,34 € (-8 %)	Simples	Simples	Padrão
9	EDP Comercial	34,85 € (-7 %)	Eletricidade Campanha Digital DD+FE	Simples	Padrão
10	GALP Power	36,64 € (-2 %)	Galp Continente Eletricidade Verde (FE+DD)	Bi-horária	Condicional
11	PT Live	37,19 € (0 %)	Plano base MEO Energia 2020	Bi-horária	Condicional
12	Mercado Regulado	37,35 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
13	EZU Energia	37,53 € (0 %)	Tarifa + Negócios	Simples	Padrão
14	LuziGas	37,87 € (1 %)	POUPANÇA +	Simples	Padrão
15	ENAT	37,91 € (2 %)	NET	Simples	Padrão
16	JAFPLUS	39,13 € (5 %)	Plano Plus	Bi-horária	Padrão
17	Rolear	40,44 € (8 %)	Tabela Geral	Simples	Padrão
18	HEN	41,35 € (11 %)	HEN	Bi-horária	Padrão
19	Audax	41,96 € (12 %)	Classic Indexado 24 M	Bi-horária	Condicional, Fidelização, Indexada

Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 11 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da Muon (Plano Muon Top) com um valor de 78,53 euro/mês, que corresponde a um desconto de 14% e uma poupança mensal de 12,3 euros em relação à Tarifa Regulada.

⁴⁰ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor Tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Muon	78,53 € (-14 %)	Plano Muon Top	Simple	Padrão
2	GoldEnergy	78,87 € (-13 %)	Monoelétrico ACP Sustentável	Simple	Condicional
3	LuzBoa	79,74 € (-12 %)	LUZBOA PLUS	Simple	Padrão
4	YLCE	80,94 € (-11 %)	Enforcesco _YLCE _Todos Juntos	Simple	Padrão
5	Alfa Energia	82,86 € (-9 %)	Tarifa ALFA MAIS	Simple	Padrão
6	LOGICA Energy	82,94 € (-9 %)	Simple	Simple	Padrão
7	Endesa	84,06 € (-7 %)	Tarifa Simple	Simple	Padrão
8	Iberdrola	84,51 € (-7 %)	Plano Casa Iberdrola com DDC	Simple	Padrão
9	EDP Comercial	84,78 € (-7 %)	Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)	Simple	Condicional
10	GALP Power	88,59 € (-2 %)	Galp Continente Eletricidade Verde (FE+DD)	Bi-horária	Condicional
11	PT Live	90,50 € (0 %)	Plano base MEO Energia 2020	Bi-horária	Condicional
12	Mercado Regulado	90,79 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
13	ENAT	91,97 € (1 %)	NET	Simple	Padrão
14	LuziGas	91,97 € (1 %)	POUPANÇA +	Simple	Padrão
15	Audax	91,99 € (1 %)	Classic Indexado 24 M	Bi-horária	Condicional, Fidelização, Indexada
16	EZU Energia	92,02 € (1 %)	Tarifa + Negócios	Simple	Padrão
17	JAFPLUS	92,43 € (2 %)	Plano Plus	Bi-horária	Padrão
18	Rolear	95,11 € (5 %)	Tabela Geral	Simple	Padrão
19	HEN	102,42 € (13 %)	HEN	Bi-horária	Padrão

Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 11 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da Muon (Plano Muon Top), com um valor de 167,65 euro/mês, que corresponde a um desconto de 12% e uma poupança mensal de 23,9 euros em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor Tipo 3

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Muon	167,65 € (-12 %)	Plano Muon Top	Simple	Padrão
2	GoldEnergy	167,95 € (-12 %)	Monoelétrico ACP Sustentável	Simple	Condicional
3	YLCE	169,79 € (-11 %)	Enforcesco _YLCE _Todos Juntos	Simple	Padrão
4	LOGICA Energy	174,41 € (-9 %)	Simple	Simple	Padrão
5	Alfa Energia	174,88 € (-9 %)	Tarifa ALFA MAIS	Simple	Padrão
6	EDP Comercial	178,23 € (-7 %)	Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)	Simple	Condicional
7	Iberdrola	179,23 € (-6 %)	Plano Casa Iberdrola com DDC	Simple	Padrão
8	Endesa	181,18 € (-5 %)	Tarifa e-luz	Simple	Padrão
9	Audax	186,25 € (-3 %)	Classic Indexado 24 M	Bi-horária	Condicional, Fidelização, Indexada
10	GALP Power	187,02 € (-2 %)	Galp Continente Eletricidade Verde (FE+DD)	Bi-horária	Condicional
11	LuzBoa	189,63 € (-1 %)	LUZBOA PROTOCOLO	Bi-horária	Padrão
12	Mercado Regulado	191,56 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
13	PT Live	192,60 € (1 %)	Plano base MEO Energia 2020	Bi-horária	Condicional
14	JAFPLUS	192,93 € (1 %)	Plano Plus	Bi-horária	Padrão
15	LuziGas	193,58 € (1 %)	POUPANÇA +	Simple	Padrão
16	ENAT	193,60 € (1 %)	NET	Simple	Padrão
17	EZU Energia	194,85 € (2 %)	Tarifa + Negócios	Simple	Padrão
18	Rolear	198,13 € (3 %)	Tabela Geral	Simple	Padrão
19	HEN	217,72 € (14 %)	HEN	Bi-horária	Padrão

6.1.2 OFERTAS DUAIS⁴¹

Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da Endesa (Tarifa Simples), com um valor de 42,35 euro/mês, que corresponde a um desconto de 14% e uma poupança mensal de 7,1 euros em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor Tipo 1

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Endesa	42,35 € (-14 %)	Tarifa Simples	Simples	Padrão
2	GoldEnergy	44,23 € (-11 %)	Dual ACP Sustentável	Simples	Condicionada
3	EDP Comercial	47,06 € (-5 %)	Eletricidade e Gás Campanha Digital DD+FE	Simples	Padrão
4	GALP Power	49,25 € (0 %)	Galp Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (FE+DD)	Bi-horária	Condicionada
5	Mercado Regulado	49,44 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	LuziGas	50,92 € (3 %)	POUPANÇA +	Simples	Padrão
7	Rolear	54,34 € (10 %)	Tabela Geral	Simples	Padrão

Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, quatro apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da GoldEnergy (Dual ACP Sustentável), com um valor de 100,97 euro/mês, que corresponde a um desconto de 11% e uma poupança mensal de 12,9 euros em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor Tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	100,97 € (-11 %)	Dual ACP Sustentável	Simples	Condicionada
2	Endesa	103,39 € (-9 %)	Tarifa Simples	Simples	Padrão
3	EDP Comercial	107,63 € (-5 %)	Gás e Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)	Simples	Condicionada
4	GALP Power	112,58 € (-1 %)	Galp Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (FE+DD)	Bi-horária	Condicionada
5	Mercado Regulado	113,87 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	LuziGas	116,38 € (2 %)	POUPANÇA +	Simples	Padrão
7	Rolear	120,67 € (6 %)	Tabela Geral	Simples	Padrão

⁴¹ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

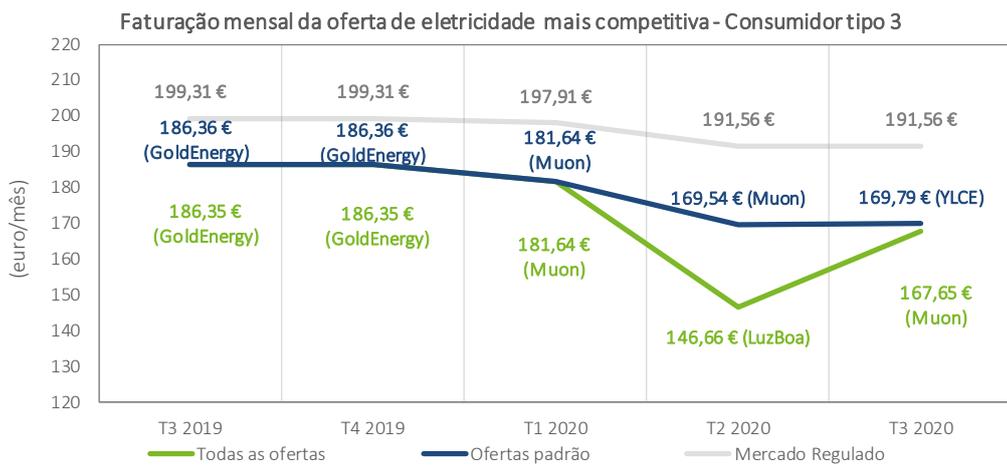
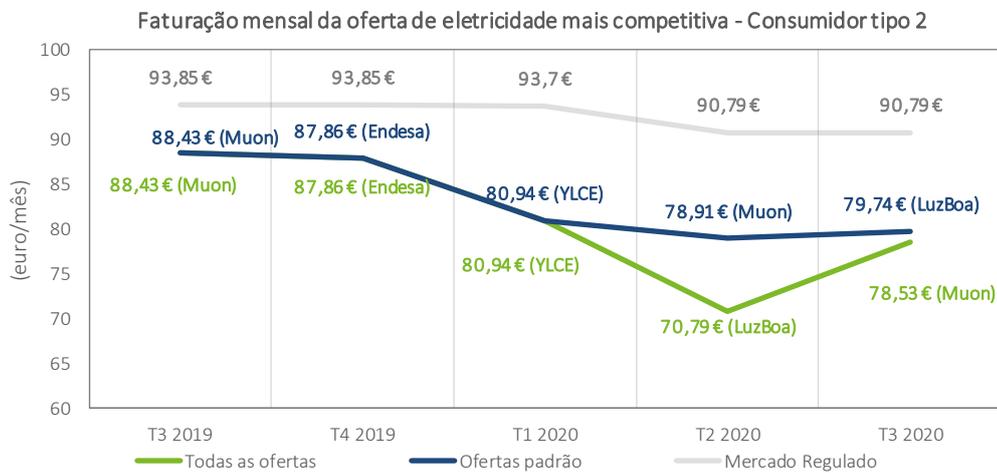
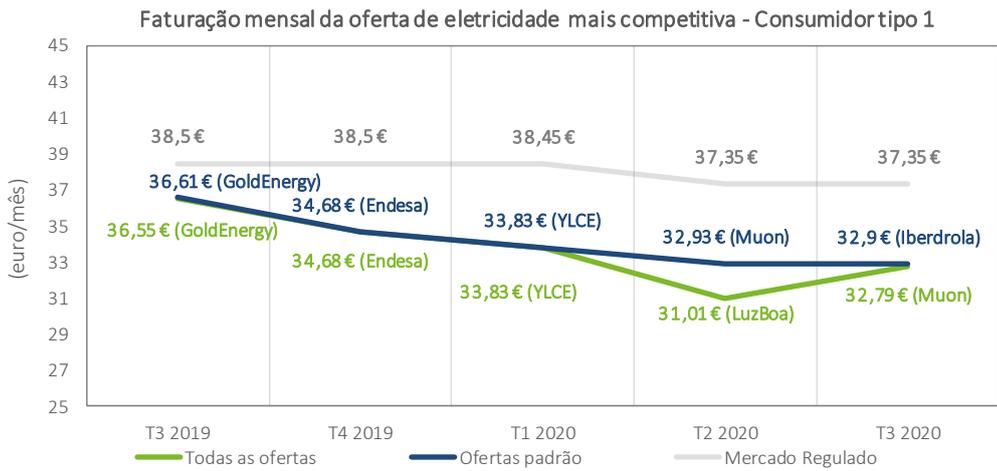
Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, quatro apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da GoldEnergy (Dual ACP Sustentável), com um valor de 214,10 euro/mês, que corresponde a um desconto de 10% e uma poupança mensal de 22,7 euros em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor Tipo 3					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	214,10 € (-10 %)	Dual ACP Sustentável	Simple	Condicional
2	EDP Comercial	223,74 € (-6 %)	Gás e Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)	Simple	Condicional
3	Endesa	224,50 € (-5 %)	Tarifa e-luz&gás	Simple	Padrão
4	GALP Power	233,15 € (-2 %)	Galp Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (FE+DD)	Bi-horária	Condicional
5	Mercado Regulado	236,78 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	LuziGas	242,19 € (2 %)	POUPANÇA +	Simple	Padrão
7	Rolear	248,58 € (5 %)	Tabela Geral	Simple	Padrão

6.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE

6.2.1 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DE ELETRICIDADE

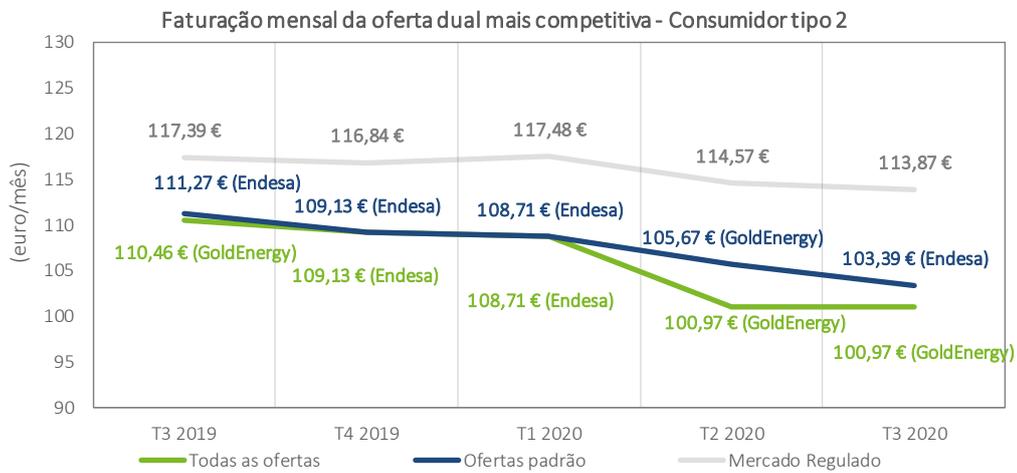
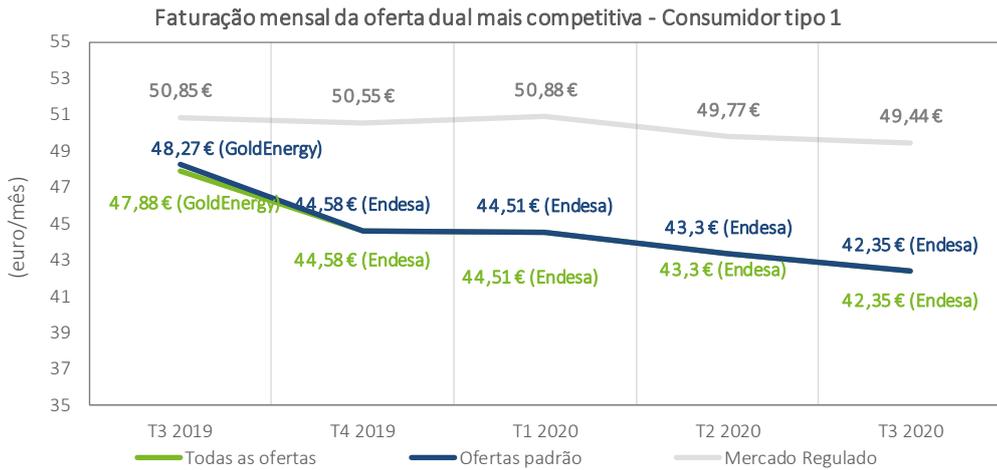
Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta de eletricidade de valor mínimo é sempre mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado para os três consumidores tipo, verificando-se também um aumento da diferença entre estas ofertas. No 3.º trimestre de 2020 há uma ligeira redução deste diferencial. Neste trimestre a diferença face ao Mercado Regulado corresponde a 4,6 euro/mês, 12,3 euro/mês e 23,9 euro/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

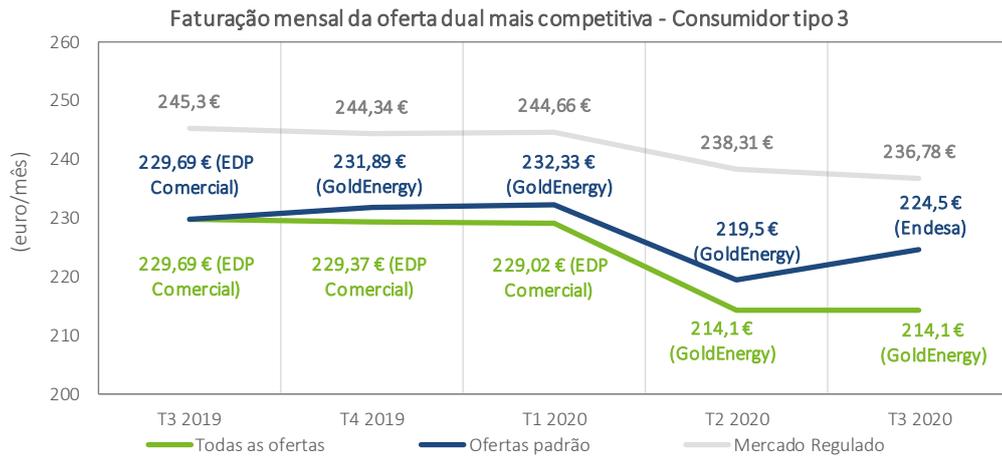


6.2.2 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DUAIS

Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta dual de valor mínimo é sempre mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado, verificando-se também um aumento da diferença entre estas ofertas.

No 3.º trimestre de 2020 esta diferença corresponde a 7,1 euro/mês, 12,9 euro/mês e 22,7 euro/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.





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