

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
DO SETOR ELÉTRICO EM 2018**

Dezembro 2017

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.....	8
2.4	Variáveis de faturação.....	9
2.5	Relação entre as tarifas e os custos.....	11
2.6	Outras tarifas e preços de serviços regulados.....	14
3	TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA.....	17
3.1	Tarifas de Acesso às Redes.....	17
3.1.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.....	17
3.1.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	18
3.1.3	Tarifas de uso da rede de transporte	24
3.1.3.1	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.....	24
3.1.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND.....	37
3.1.4	Tarifas de uso da rede de distribuição	37
3.1.4.1	Pressupostos e dados utilizados no cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição.....	39
3.1.4.2	Custos incrementais da rede de Distribuição.....	51
3.2	Tarifa de Energia.....	54
3.3	Tarifas de comercialização.....	59
4	TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	61
4.1	Análise da convergência das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN para as tarifas aditivas	62
4.2	Convergência tarifária entre as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e Portugal continental.....	75
4.2.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores	76
4.2.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira	85
5	PERÍODOS HORÁRIOS.....	95
5.1	Portugal Continental.....	98
5.2	Região Autónoma dos Açores.....	100
5.3	Região Autónoma da Madeira.....	101
6	ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO.....	103
6.1	Ofertas Comerciais de Eletricidade em BTN no 3.º trimestre de 2017	104
6.2	Evolução das Ofertas Comerciais de eletricidade em BTN.....	108

ANEXO I SIGLAS	115
ANEXO II DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE TRANSPORTE.....	119
ANEXO III DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	125
ANEXO IV LISTA DAS OFERTAS COMERCIAIS	133
A. Lista de Ofertas Comerciais - Consumidor Tipo 1	135
B. Lista de Ofertas Comerciais - Consumidor Tipo 2	144
C. Lista de Ofertas Comerciais - Consumidor Tipo 3	153

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	6
Figura 2-5 - Variações tarifárias da tarifa transitória de venda a clientes finais em Portugal Continental, por nível de tensão	7
Figura 2-6 - Variação tarifária na tarifa de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas	8
Figura 2-7 - Número de famílias beneficiárias da tarifa social	9
Figura 3-1 - Sistema de distribuição de energia elétrica	46
Figura 3-2 - Curvas da oferta e procura e formação de preço	55
Figura 3-3 - Preço médio horário de energia em Portugal e Espanha por tipo de dia, em 2015	56
Figura 3-4 - Preço médio horário de energia em Portugal e Espanha por tipo de dia, em 2016	57
Figura 3-5 - Ciclo Semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental	58
Figura 3-6 - Diferencial de preços de energia elétrica no mercado diário entre Portugal e Espanha, em percentagem do preço em Portugal	58
Figura 4-1 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, por opção tarifária em BTN	64
Figura 4-2 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa simples $\leq 2,3$ kVA)	65
Figura 4-3 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa simples para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA)	66
Figura 4-4 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa simples para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA)	67
Figura 4-5 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa bi-horária para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA)	68
Figura 4-6 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa bi-horária para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA)	69
Figura 4-7 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa tri-horária para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA)	70
Figura 4-8 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa tri-horária para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA)	71
Figura 4-9 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN-MU (tarifa tri-horária $> 20,7$ kVA Médias Utilizações)	72
Figura 4-10 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN-LU (tarifa tri-horária $> 20,7$ kVA Longas Utilizações)	73
Figura 4-11 - Variações tarifárias das TVCF da Região Autónoma dos Açores	77
Figura 4-12 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência de Portugal Continental na RAA	77
Figura 4-13 - Variação das TVCF em MT na RAA	78
Figura 4-14 - Variação das TVCF em BTE na RAA	79
Figura 4-15 - Variação das TVCF em BTN $> 20,7$ kVA, na RAA	80
Figura 4-16 - Variação das TVCF em BTN $\leq 20,7$ kVA (tri-horária), na RAA	81
Figura 4-17 - Variação das TVCF em BTN $\leq 20,7$ kVA (bi-horária), na RAA	82

Figura 4-18 - Variação das TVCF em BTN \leq 20,7 kVA (simples), na RAA	83
Figura 4-19 - Variação das TVCF em BTN \leq 2,3 kVA (simples), na RAA	84
Figura 4-20 - Variações das TVCF da Região Autónoma da Madeira	86
Figura 4-21 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência de Portugal Continental na RAM.....	86
Figura 4-22 - Variação das TVCF em MT na RAM	87
Figura 4-23 - Variação das TVCF em BTE na RAM	88
Figura 4-24 - Variação das TVCF em BTN $>$ 20,7 kVA, na RAM	89
Figura 4-25 - Variação das TVCF em BTN \leq 20,7 kVA (tri-horária) na RAM	90
Figura 4-26 - Variação das TVCF em BTN \leq 20,7 kVA (bi-horária) na RAM.....	91
Figura 4-27 - Variação das TVCF em BTN \leq 20,7 kVA (simples) na RAM.....	92
Figura 4-28 - Variação das TVCF em BTN \leq 2,3 kVA (simples) na RAM.....	93

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Variáveis de faturação aplicadas aos vários níveis de tensão	10
Quadro 3-1 - Preços de potência contratada da tarifa de OLMC.....	18
Quadro 3-2 - Imputação dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os CAE	21
Quadro 3-3 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário.....	21
Quadro 3-4 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....	22
Quadro 3-5 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.....	23
Quadro 3-6 - Investimento específico por tipologia na rede de transporte de energia elétrica	27
Quadro 3-7 - Índice de preços implícitos no PIB.....	27
Quadro 3-8 - Percentagens de imputação do investimento específico por tipologia aos acréscimos de consumo	28
Quadro 3-9 - Resumo do investimento imputado a acréscimos de consumo na rede de transporte de energia elétrica – cenário base	29
Quadro 3-10 - Classificação dos investimentos na rede de transporte de energia elétrica	30
Quadro 3-11 - Potência contratada e potência em horas de ponta na rede de transporte	32
Quadro 3-12 - Potência contratada e potência em horas de ponta utilizada no cálculo do custo incremental	32
Quadro 3-13 - Custos incrementais	33
Quadro 3-14 - Custos incrementais escalados para os proveitos permitidos.....	33
Quadro 3-15 - Receitas incrementais.....	34
Quadro 3-16 - Análise de sensibilidade – Pressupostos adotados	35
Quadro 3-17 - Custos incrementais	35
Quadro 3-18 - Receitas incrementais.....	35
Quadro 3-19 - Custos incrementais das tarifas 2018.....	36
Quadro 3-20 - Preços do mercado diário do MIBEL	37
Quadro 3-21 - Investimento, incluindo participações, na rede de distribuição de energia elétrica	40
Quadro 3-22 - Participações em espécie na rede de distribuição de energia elétrica	40
Quadro 3-23 - Participações financeiras de clientes na rede de distribuição de energia elétrica	41
Quadro 3-24 - Participações de fundos na rede de distribuição de energia elétrica	41
Quadro 3-25 - Índice de preços implícitos no PIB.....	42
Quadro 3-26 - Participações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental.....	43
Quadro 3-27 - Investimentos de substituição nas redes de distribuição	44
Quadro 3-28 - Resumo do investimento de expansão na rede de distribuição de energia elétrica	45
Quadro 3-29 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de energia elétrica	47
Quadro 3-30 - Repartição dos investimentos relativos a troços mistos.....	48
Quadro 3-31 - Custos de operação e manutenção.....	48
Quadro 3-32 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição	50

Quadro 3-33 - Custos incrementais rede de distribuição	51
Quadro 3-34 - Peso das receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas receitas incrementais totais	52
Quadro 3-35 - Peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT	52
Quadro 3-36 - Fatores aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes de distribuição	53
Quadro 3-37 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia	59
Quadro 4-1 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN ...	74
Quadro 4-2 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA	74
Quadro 4-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN<, para potências contratadas entre 10,35 kVA e 20,7 kVA	75
Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN<, para potências contratadas entre 1,15 kVA e 6,9 kVA	75
Quadro 4-5 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA.....	84
Quadro 4-6 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAA.....	85
Quadro 4-7 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA na RAA.....	85
Quadro 4-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA na RAA.....	85
Quadro 4-9 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM	93
Quadro 4-10 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM	94
Quadro 4-11 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA na RAM	94
Quadro 4-12 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA na RAM	94
Quadro 5-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários	95
Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal Continental	96
Quadro 5-3 - Ciclo Semanal em Portugal Continental	96
Quadro 5-4 - Ciclo Diário na RAA e na RAM	97
Quadro 5-5 - Ciclo Semanal em BTN na RAA e na RAM	97
Quadro 5-6 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental em 2018.....	98
Quadro 5-7 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental em 2018	99
Quadro 5-8 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental em 2018.....	99
Quadro 5-9 - Ciclo diário transitório para AT e MT em Portugal Continental em 2018	100
Quadro 5-10 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2018	100
Quadro 5-11 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2018.....	100
Quadro 5-12 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2018	101
Quadro 5-13 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2018	101
Quadro 5-14 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2018	102
Quadro 5-15 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2018.....	102

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.

Dada a revisão regulamentar ocorrida em 2017 e o início de um novo período de regulação em 2018 elaboraram-se estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada. Esses estudos conduziram à alteração da estrutura das tarifas de Energia, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição.

A tarifa de Uso Global do Sistema é fundamentalmente constituída por custos de política energética e de interesse económico geral, não sendo por consequência a sua estrutura maioritariamente orientada por custos marginais ou incrementais.

Na tarifa de Comercialização, dado o reduzido peso destas tarifas na fatura global dos clientes e a extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais, opta-se pela preservação da atual estrutura tarifária.

Da referida revisão regulamentar resultou a criação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, na sequência do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) de eletricidade e gás.

A revisão regulamentar conduziu também a outras alterações com efeitos na estrutura das tarifas para 2018, destacando-se: (i) a sazonalidade nos preços de energia ativa em BTE; (ii) a definição de tarifas de acesso às redes para operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT (iii) a nova regra de faturação da potência contratada na iluminação pública; e (iv) a introdução do ciclo semanal nas Regiões Autónomas.

Tendo em conta as tarifas por atividade estabelecidas para 2018, calcula-se de forma aditiva, a estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais e descreve-se o mecanismo de convergência para tarifas aditivas em BTN, tendo em conta a limitação de impactes. A convergência para as tarifas aditivas é obtida de forma gradual, definindo-se para 2018 uma limitação à variação máxima por termo tarifário de 0,5 pontos percentuais acima da variação média da BTN, que é de -0,2% em 2018.

Descreve-se ainda o mecanismo de convergência das tarifas nas Regiões Autónomas para as tarifas aditivas de Portugal continental. As variações por opção tarifária dependem do mecanismo de convergência, o qual limita a variação de cada preço individualmente. Nas tarifas para 2018 fixou-se o limite da variação máxima de cada preço igual ao limite máximo estabelecido para Portugal continental, 0,3%. A variação média das tarifas de venda a clientes finais da BTN na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira é -0,2%.

Por último, apresenta-se uma comparação das ofertas no mercado liberalizado, que assume uma importância crescente no setor elétrico.

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 introduziu-se no ano 2006 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 está em curso um processo de extinção do mercado regulado em Portugal Continental, passando as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE para Portugal Continental a ter um carácter transitório. Tendo havido várias revisões da data final da sua extinção, está neste momento previsto que o mercado regulado em Portugal Continental seja extinto¹ até 31 de dezembro de 2020.

Na Figura 2-1 apresenta-se a evolução do peso em termos de consumo do mercado liberalizado em Portugal Continental e dos mercados regulados em Portugal Continental, nos Açores e na Madeira desde 2014.

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

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

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

2.2 TARIFAS NO MERCADO LIBERALIZADO E REGULADO

No quadro regulamentar em vigor estão definidas as tarifas para cada uma das atividades reguladas, determinadas de modo a proporcionar os proveitos regulados. 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.

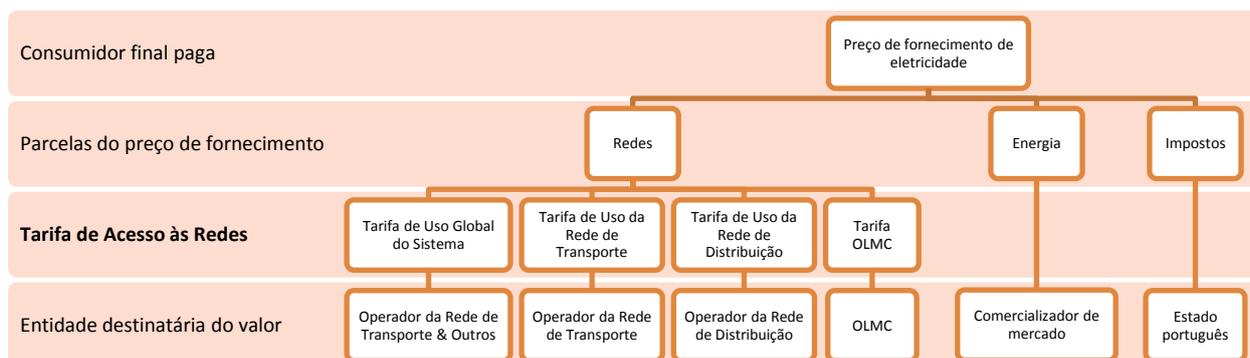
O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que procedeu à quinta alteração do Decreto-Lei n.º 29/2006, consagra os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas. São consagrados, entre outros, o princípio da “inexistência de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

Os consumidores do mercado liberalizado pagam tarifas reguladas apenas pela parcela das redes, nomeadamente a Tarifa de Uso Global do Sistema, a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, a Tarifa de Uso da Rede de Distribuição e a Tarifa do OLMC. 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 parte 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

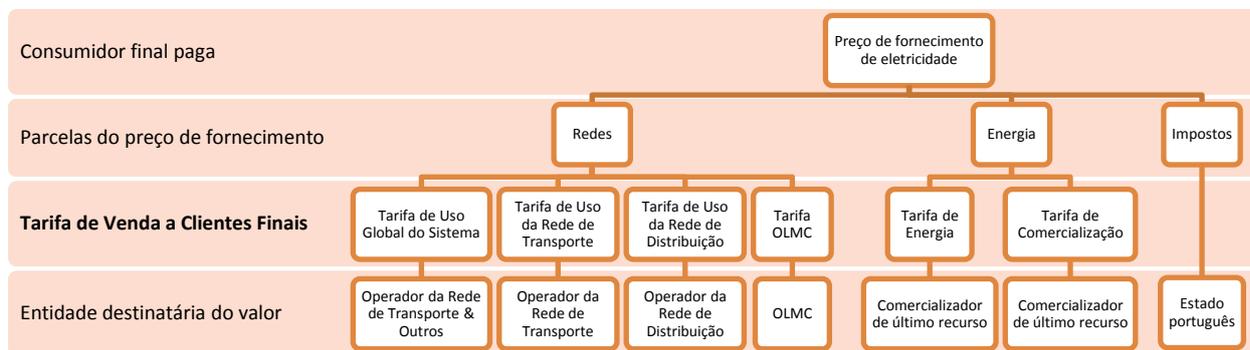


Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema é de salientar que algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEGs. Sublinha-se também que existem outros impostos que não são identificados nesta figura e que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Em comparação, um consumidor do mercado regulado paga tarifas reguladas tanto pela parcela das redes como 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 incluídas na parcela de energia. A soma das tarifas reguladas pelas redes e pela 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.

² No caso português, os impostos incluem o Imposto Especial de Consumo e o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA). Este último imposto é aplicado atualmente pela taxa mais elevada de 23%.

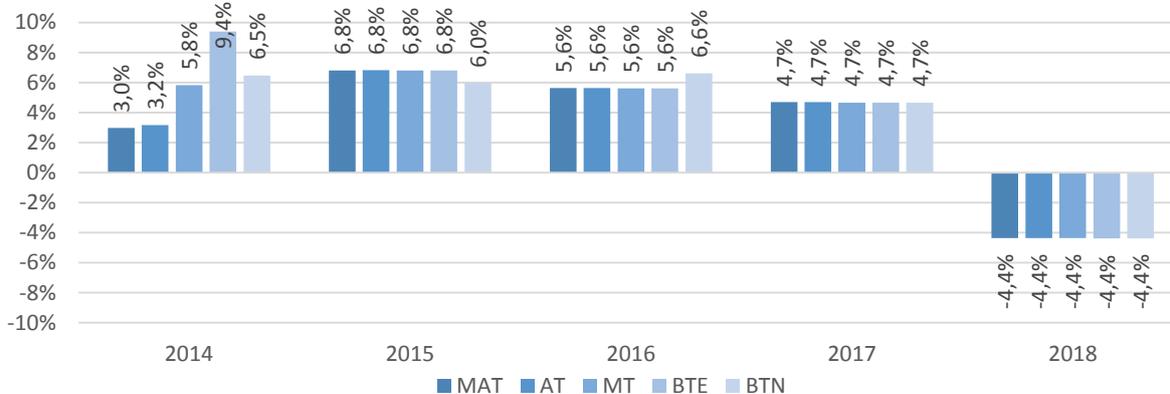
Figura 2-3 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado



Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema é de salientar que algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEGs. Sublinha-se também que existem outros impostos que não são identificados nesta figura e que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Como referido anteriormente, o processo de aprovação das tarifas pela ERSE também tem impacto nos consumidores do mercado liberalizado, na medida que estes são chamados a pagar a tarifa regulada associada às redes elétricas, designada por Tarifa de Acesso às Redes. A Figura 2-4 ilustra as variações tarifárias desta tarifa entre os anos 2014 e 2018 para os diferentes níveis de tensão.³

Figura 2-4 - Variações tarifárias da tarifa de acesso às redes em Portugal



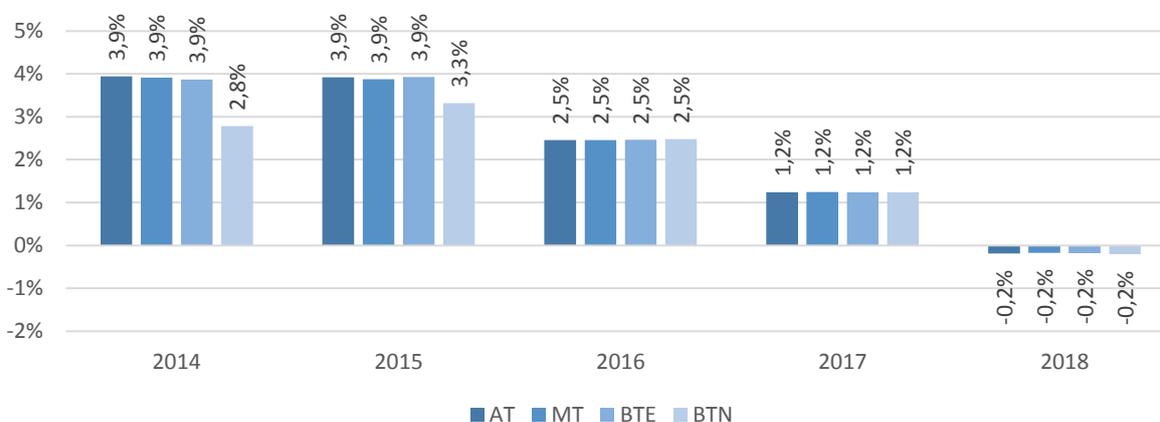
Nota: Variações nominais que excluem o efeito da variação de consumo entre anos.

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 caso o preço da energia elétrica não tenha alterações.

³ Importa referir 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.

Atualmente está em curso um processo de liberalização do mercado de eletricidade em Portugal Continental, com a perspetiva de extinguir o mercado regulado até ao final de 2020. Esta circunstância levou à decisão de 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

Figura 2-5 - Variações tarifárias da tarifa transitória de venda a clientes finais em Portugal Continental, por nível de tensão



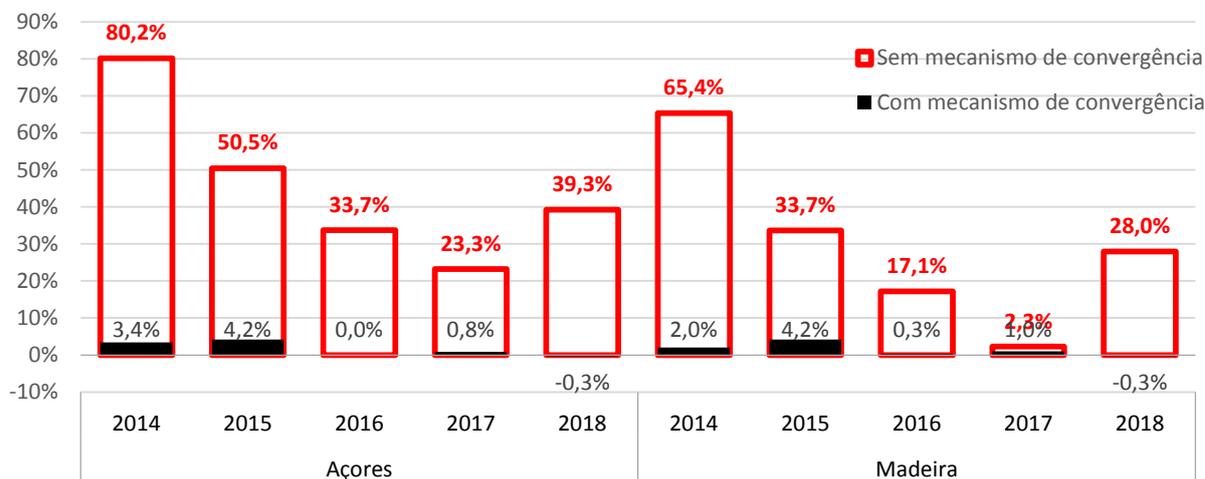
Nota: Variações nominais que excluem o efeito da variação de consumo entre anos.

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 predisposições 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

⁴ Entende-se por “variação tarifária” do ano ‘t’ a variação percentual do custo médio da energia elétrica (€/MWh) entre a aplicação das tarifas do ano ‘t-1’ e das tarifas do ano ‘t’, assumindo a estrutura de consumo prevista para o ano ‘t’.

da Madeira. O diferencial de receitas resultante deste mecanismo de convergência é repercutido na Tarifa de Uso Global do Sistema e pago por todos os consumidores em Portugal.

Figura 2-6 - Variação tarifária na tarifa de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas



Nota: Estes valores não incluem impostos. A variação “Sem mecanismo de convergência” em cada ano representa a variação tarifária se as tarifas fossem definidas para recuperar os proveitos permitidos dos operadores das duas Regiões Autónomas.

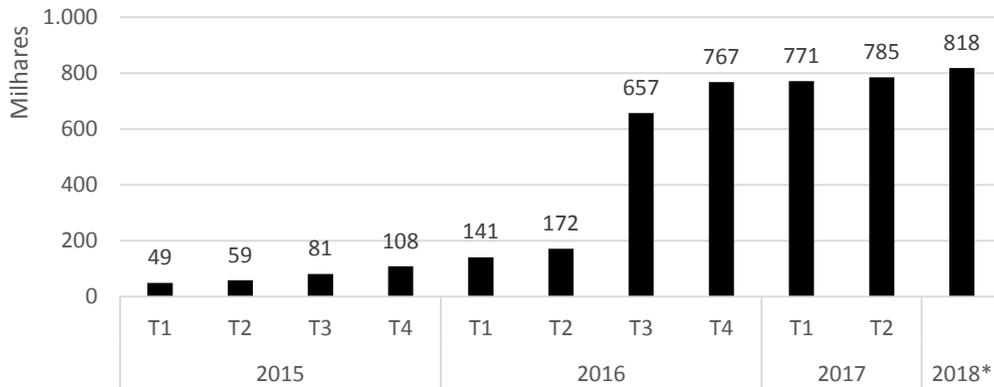
A Figura 2-6 ilustra nas barras pretas a variação tarifária que resulta com o mecanismo de convergência para as Regiões Autónomas. Os retângulos vermelhos identificam qual teria sido a variação tarifária em cada ano se as tarifas nos Açores e na Madeira fossem definidas para recuperar os proveitos permitidos dos operadores das redes das duas Regiões Autónomas.

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 foi criada em 2010 a aplicar a consumidores economicamente vulneráveis. O seu valor é calculado mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal o que permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou 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 2-7 ilustra a evolução trimestral do número de famílias que beneficiam da tarifa social.

Figura 2-7 - Número de famílias beneficiárias da tarifa social



* Valor previsto para 2018.

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

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

2.4 VARIÁVEIS DE FATURAÇÃO

A cada tarifa 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 tipo 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. 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.⁵

⁵ 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.

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 possibilita a diminuição dos custos globais do sistema elétrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento. Relativamente à energia reativa capacitiva a sua compensação por parte dos consumidores pode ser desejável nos períodos de vazio, na medida em que pode evitar sobretensões nos pontos de entrega.

Os preços das variáveis de faturação são definidos em:

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

2.5 RELAÇÃO ENTRE AS TARIFAS E OS CUSTOS

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

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

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

Para que as empresas possam atingir o equilíbrio económico-financeiro, conforme princípio consagrado na legislação do sector, 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 subsidiação 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 investimento (CAPEX), incluindo os respectivos custos de operação e manutenção (OPEX), e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

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

O conceito de escalamento

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

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

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

As tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição

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

Os preços dos termos de energia 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 relacionado 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 da mobilidade elétrica**. Estas tarifas representam uma conversão das tarifas de acesso em MT, BTE e BTN, e que se caracterizam pelo facto de serem apenas faturadas de acordo com o

consumo de energia ativa e de acordo com uma estrutura bi-horária e tri-horária, evitando assim a faturação por energia reativa e pela potência.

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

3 TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA

3.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

3.1.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) de eletricidade e gás. 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 atividade (art. 6.º, n.º 1, al. c).

Considerando os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, previstos no artigo 61.º do diploma base do setor elétrico, o cálculo e a fixação das tarifas reguladas aplicáveis às diversas atividades devem ser transparentes quer na sua formulação quer na sua fixação, garantindo a inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária. Decorre ainda da lei, o direito dos consumidores realizarem a mudança de comercializador sem custos diretos associados à mudança.

Até 2017 o custo da atividade de mudança de comercializador no setor elétrico foi repercutido através da tarifa de uso da rede de distribuição.

Neste contexto, considerando que a atividade do OLMC passa a ser executada por entidade diferente dos operadores das redes, na revisão do Regulamento Tarifário em 2017 foi introduzida uma nova tarifa visando a sua explicitação e clarificação da separação desta atividade da atividade de distribuição de energia elétrica.

As diferentes tarifas por atividade do sector 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. Considerando as características das atividades relativas ao OLMC, o custo mais relevante estará associado à plataforma informática que deverá estar dimensionada para responder ao número de solicitações decorrentes de ambos os setores regulados (eletricidade e gás natural).

A alocação de custos ao setor está determinada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”.

Considerando a natureza essencialmente fixa dos custos do OLMC, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador 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 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 assim impactante ao nível dos sistemas comerciais de faturação dos operadores de redes e dos comercializadores, sendo a materialidade do novo termo fixo a introduzir bastante reduzida.

Considera-se que a forma de ultrapassar esta dificuldade é repercutir os custos do OLMC, através de preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, garantindo-se a inexistência de subsidiação cruzada entre tipos de fornecimento. Assim, os preços de potência contratada a aplicar devem garantir uma alocação de custos por nível de tensão e tipo de fornecimento idêntica à que se obteria com a aplicação de termos fixos, conforme se ilustra no Quadro 3-1.

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

	Clientes #	Proveitos a recuperar €	Potência contratada MW/mês	Preço Pot contratada €/(MW/mês)
MAT	74	14	707	0,002
AT	307	59	1 871	0,003
MT	24 525	4 686	5 940	0,066
BTE	36 006	6 880	1 982	0,289
BTN	6 115 147	1 168 535	36 884	2,640

A escolha por esta variável de faturação representa um compromisso face aos vários comentários recebidos na consulta pública à revisão regulamentar, na medida em que 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.

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 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 dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), sobrecustos do agente comercial relativos às centrais da Turbogás e da Tejo Energia, custos com a garantia de potência associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção e 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 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 24 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 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 custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG): os sobrecustos com a

produção em regime especial com preços garantidos (PRE), os sobrecustos com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autônomas (RAs), os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade⁶, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC.

Assim, em concreto, a Portaria n.º 332/2012 determina a metodologia de cálculo dos termos de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, definindo a alocação por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à energia entregue no ponto de consumo, dos sobrecustos com a PRE não renovável⁷, 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 Autônomas e dos sobrecustos com os contratos de aquisição de energia (CAE), por nível de tensão ou tipo de fornecimento através da definição explícita de valores percentuais.

O termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema reflete, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, os custos com os CMEC (Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual). Adicionalmente, a alteração à Portaria n.º 332/2012, aprovada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, 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.

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 de ponta e para os preços de energia de cheias, relativamente aos preços médios dos seguintes CIEG: sobrecustos com a PRE, sobrecustos com os CAE, encargos com a garantia de potência, custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, custos com a convergência tarifária, custos com os terrenos e custos com o PPEC.

Na alteração da Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, à Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, estabelece-se nos artigos 4.º e 5.º que caso o membro do Governo responsável pela área da energia não

⁶ 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.

⁷ Não abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 90/2006.

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, de 22 de outubro, indicam-se no Quadro 3-2 as percentagens de imputação, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (RA_j) e dos sobrecustos com os CAE (CAE_j), que asseguram estabilidade na variação das tarifas de acesso às redes.

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

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
RA _j	0,535%	11,008%	85,918%	37,996%	15,940%	-51,396%
CAE _j	0,535%	11,008%	85,918%	37,996%	15,940%	-51,396%

Nos termos do n.º 5 e do n.º 10 do artigo 5.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, indicam-se no Quadro 3-3 os fatores de modulação dos CIEG por período horário, que asseguram estabilidade na variação das tarifas de acesso às redes por termo tarifário de energia.

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

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
K _{p_j} ^{CIEG_i}	1,530	1,530	1,450	1,400	2,450	1,580
K _{c_j} ^{CIEG_i}	1,235	1,220	1,200	1,180	1,000	1,240

Para efeitos do n.º 8 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, o parâmetro α relativo aos CIEG previstos no referido n.º 8 do artigo 4.º é fixado com o valor 0 (zero)

No Quadro 3-4 seguinte apresenta-se a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG enquadrados pela Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.

Quadro 3-4 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Unid: M€	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	3,1	4,6	8,3	768,0	784,1
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	22,8	72,6	157,4	35,9	21,8	174,3	484,8
Sobrecusto dos CAE	0,7	14,8	115,5	51,1	21,4	-69,1	134,5
CMEC	5,4	14,3	45,3	15,1	17,2	264,4	361,7
Garantia de potência	1,1	3,6	7,7	1,8	1,1	8,6	23,9
Sobrecusto RAs	0,5	9,3	72,3	32,0	13,4	-43,3	84,2
Estabilidade (DL 165/2008)	6,3	20,0	43,5	9,9	6,0	48,2	134,0
Ajust. de aquisição de energia	0,7	2,1	4,6	1,0	0,6	5,1	14,1
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sobreproveito	-0,2	-0,5	-1,1	-0,2	-0,2	-1,2	-3,4
Terrenos	0,6	1,9	4,2	1,0	0,6	4,7	13,0
PPEC	0,5	1,7	3,7	0,9	0,5	4,1	11,5
TOTAL	38,5	139,8	456,4	153,0	90,9	1 163,7	2 042,3

No quadro seguinte apresentam-se os preços dos referidos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento.

Quadro 3-5 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

Unid: €/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN > 20,7 kVA			BTN ≤ 20,7 kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio									
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,31	0,25	0,12	1,91	1,61	0,67	10,00	4,08	0,79	74,52	58,49	24,60
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	16,38	13,22	8,11	16,38	13,06	7,24	15,52	12,84	5,87	14,98	12,63	5,23	26,22	10,70	2,08	16,91	13,27	5,58
Sobrecusto dos CAE	0,52	0,42	0,26	3,34	2,66	1,48	11,39	9,43	4,31	21,31	17,96	7,44	25,77	10,52	2,04	-6,70	-5,26	-2,21
Garantia de potência	0,81	0,65	0,40	0,81	0,64	0,36	0,76	0,63	0,29	0,74	0,62	0,26	1,29	0,53	0,10	0,83	0,65	0,27
Sobrecusto RAs	0,32	0,26	0,16	2,09	1,67	0,92	7,13	5,90	2,70	13,34	11,24	4,66	16,13	6,58	1,28	-4,20	-3,29	-1,39
Estabilidade (DL 165/2008)	4,52	3,65	2,24	4,52	3,61	2,00	4,29	3,55	1,62	4,14	3,49	1,45	7,25	2,96	0,57	4,67	3,67	1,54
Ajust. de aquisição de energia	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Diferencial extinção TVCF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobreprovento	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07
Terrenos	0,44	0,35	0,22	0,44	0,35	0,19	0,42	0,34	0,16	0,40	0,34	0,14	0,70	0,29	0,06	0,45	0,36	0,15
PPEC	0,39	0,31	0,19	0,39	0,31	0,17	0,37	0,30	0,14	0,36	0,30	0,12	0,62	0,25	0,05	0,40	0,31	0,13
Total	23,62	19,11	11,82	28,21	22,54	12,60	40,42	33,49	15,45	57,40	48,42	20,19	88,22	36,15	7,20	87,13	68,43	28,93

Unid: €/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA
CMEC	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Total	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64

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.

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

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

- Preço de potência contratada, definido em euros por kW, por mês.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW, por mês.
- Preços de energia ativa, definidos em euros por kWh.

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

A forma como os custos são refletidos nas tarifas depende das variáveis de faturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para a aplicação coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de faturação e das suas regras de medição devem permitir refletir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente, tendo em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de faturação adequada à dimensão dos clientes, evitando custos de leitura e faturação superiores às economias que podem induzir. No capítulo 2 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. Dado o início de um novo período de regulação, apresenta-se neste capítulo o cálculo de novos custos incrementais para a rede de transporte, visando a alteração da estrutura das tarifas de uso da rede de transporte que tem vigorado, em linha com as recomendações do Conselho Tarifário da ERSE.

3.1.3.1.1 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS NO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE TRANSPORTE

O cálculo dos custos incrementais exige que se considere um grande volume de dados, históricos e previsionais, bem como a assunção de diversos pressupostos.

As séries temporais dos investimentos e procura consideradas no cálculo dos custos incrementais incluem valores reais, entre 2004 e 2016. Os investimentos apresentados têm como fonte informação submetida pela REN⁸, que inclui informação dos investimentos realizados e concluídos em cada ano, obra a obra. Para o presente estudo utiliza-se a informação relativa ao investimento total das obras concluídas em cada ano, incluindo encargos de gestão e estrutura e encargos financeiros.

Dos investimentos apresentados pela REN foi recolhida informação relativa aos seguintes investimentos:

- a) Produção, que inclui a ligação a grandes centros produtores e a ligação a produtores em regime especial;
- b) Reforço da capacidade de interligação;
- c) Reforço interno da RNT;
- d) Ligação à distribuição vinculada;

⁸ Norma 13 – TEE - Valores de investimento previsto, investimentos realizados e obras concluídas (até 2014) e Norma 2 – Quadro 23 - Obras concluídas na atividade de Transporte de Energia Elétrica (2015 e 2016).

- e) Clientes e modificações para terceiros;
- f) Uprating de linhas;
- g) Compensação de energia reativa.

Os investimentos classificados como remodelações e substituição de equipamentos não foram considerados, uma vez que a metodologia adotada para o cálculo dos custos incrementais pressupõe que apenas se considerem os investimentos que são induzidos pela expectativa de acréscimos de procura. Também não foi considerado o investimento não específico.

O segundo passo consistiu num trabalho exaustivo de classificação dos investimentos, analisando a informação obra a obra. Dentro de cada uma das áreas de investimento referidas, os investimentos foram classificados em linhas, subestações e postos de corte. A informação relacionada com as subestações foi ainda desagregada em: (i) instalação inicial; (ii) painéis; (iii) autotransformadores; (iv) transformadores; (v) sistemas de comando e proteção e (vi) outros. Esta classificação dos investimentos, considerando a diversidade e dimensão dos dados, representou uma tarefa de alguma complexidade.

Os valores de investimento pelas rúbricas referidas são apresentados no Quadro 3-6, a preços constantes de 2017.

Quadro 3-6 - Investimento específico por tipologia na rede de transporte de energia elétrica

mil €	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produção	38 050	8 716	4 986	32 512	90 025	82 444	130 971	77 102	64 839	31 762	61 237	55 924	25 908
LINHAS	18 557	2 928	0	4 918	17 776	38 843	66 144	49 952	62 412	29 354	42 883	36 584	21 161
SUBESTAÇÕES	1 181	5 787	4 870	27 594	72 249	43 602	64 827	27 150	2 427	2 407	18 354	19 340	4 747
Instalação inicial	0	0	0	13 528	28 588	17 788	38 653	429	0	0	9 473	12 152	0
Painéis	1 181	5 787	3 360	3 746	15 063	22 662	8 405	10 258	1 670	2 168	6 610	2 705	1 494
Autotransformadores	0	0	0	6 366	11 654	99	0	4 237	0	0	0	0	0
Transformadores	0	0	0	3 954	10	2 379	7 128	11 877	0	0	0	4 483	3 253
Outros	0	0	1 510	0	16 934	673	10 642	349	757	239	2 271	0	0
POSTOS DE CORTE	18 312	0	116	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reforço da capacidade de interligação	15 894	215	22	19 284	27 761	24 418	56 524	13 504	1 618	10 499	0	0	0
LINHAS	14 548	215	22	868	26 805	2 398	32 423	10 922	1 618	9 418	0	0	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	18 416	956	22 020	24 101	2 582	0	1 081	0	0	0
Instalação inicial	0	0	0	18 416	385	18 283	275	529	0	0	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	571	3 736	4 610	2 054	0	1 081	0	0	0
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	19 196	0	0	0	0	0	0
Transformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	1 346	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reforço interno da RNT	62 892	56 413	110 931	85 627	11 380	42 980	57 410	145 402	11 164	51 482	23 482	19 167	60 004
LINHAS	46 003	49 709	78 017	46 370	1 445	2 696	13 850	55 124	3 373	8 172	1 518	1 814	1 003
SUBESTAÇÕES	16 889	6 704	32 914	39 257	9 934	30 801	28 240	90 394	7 791	43 309	21 964	17 353	59 001
Instalação inicial	0	0	0	30 302	2 452	319	56	8	0	27 385	0	0	0
Painéis	16 370	6 487	31 118	742	7	5 110	3 302	621	2 289	1 149	1 973	1 616	370
Autotransformadores	88	0	1 796	8 213	7 476	25 372	465	37 814	0	0	627	0	583
Transformadores	138	29	0	0	0	0	0	0	0	0	7 853	4 202	1 805
Sistemas de Comando e Proteções	0	188	0	0	0	0	0	0	0	0	5 993	10 531	20 101
Outros	293	0	0	0	0	0	24 418	51 951	5 502	14 775	5 517	1 004	36 141
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	9 484	15 320	-116	0	0	0	0	0
Ligação à distribuição vinculada	30 159	23 430	87 631	60 848	76 585	129 807	15 325	112 610	99 075	83 872	35 997	34 026	15 606
LINHAS	8 696	5 473	3 270	386	7 148	71 250	1 603	27 665	54 175	28 441	12 524	14 836	8 743
SUBESTAÇÕES	21 463	17 957	84 361	60 462	69 438	58 503	13 722	84 945	44 899	55 431	23 473	19 190	6 863
Instalação inicial	8 782	1 190	50 489	31 113	30 699	16 989	683	30 424	16 109	35 458	8 022	14 867	0
Painéis	4 448	1 859	5 301	11 032	2 959	3 292	2 872	7 662	8 572	6 062	7 039	1 575	5 421
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	9	8	0	0	0	0	0
Transformadores	7 626	14 909	27 993	18 236	35 778	35 850	10 153	20 357	18 567	13 911	2 882	2 748	1 417
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	608	0	578	81	1	2 373	4	26 495	1 650	0	5 529	0	24
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0
Clientes e modificações para terceiros	40	0	508	85	0	1 643	17	26	2 505	0	0	0	0
LINHAS	40	0	508	85	0	0	16	-17	2 505	0	0	0	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	0	1 643	1	42	0	0	0	0	0
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	0	1 643	1	42	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uprating de linhas	10 893	44 691	24 428	29 376	10 760	21 106	8 064	2 034	2 083	7 823	506	0	20 662
Compensação de energia reativa	3 474	579	5 856	2 544	1 737	3 382	6 883	10 974	0	0	6 621	9 407	3 172
Total	161 402	134 045	234 362	230 276	218 249	305 781	275 194	361 652	181 283	185 437	127 843	118 525	125 353

A série de investimentos apresentada está a preços constantes do ano de 2017, tendo para o efeito sido considerados os índices de preços implícitos no PIB que constam do Quadro 3-7.

Quadro 3-7 - Índice de preços implícitos no PIB

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Índice de preços implícito no PIB	2,4%	3,3%	3,2%	3,0%	1,7%	1,1%	0,6%	-0,3%	-0,4%	2,3%	1,0%	1,9%	1,6%	1,4%

Fonte: 2004 a 2015 - Boletim Económico Junho 2016, Séries trimestrais para a economia portuguesa, Banco de Portugal
2016 e 2017 - Programa de Estabilidade 2017-2021, Ministério das Finanças, abril 2017

Existe uma parte significativa destes investimentos que não é justificada por acréscimos de consumo, mas sim pela produção e por objetivos de política energética, como a integração de mercados ou o desenvolvimento da produção renovável. Assim, considera-se que no cálculo dos custos incrementais da tarifa de uso da rede de transporte aplicável às entregas a clientes, apenas deverão ser considerados os investimentos que são uma consequência da expectativa de acréscimos de consumo. A dificuldade está

em saber ao certo qual o montante de investimento que deve ser imputável ao consumo. No Quadro 3-8 apresentam-se as percentagens de imputação dos investimentos ao consumo adotadas no cenário base para o cálculo dos custos incrementais. Estes pressupostos são por sua vez testados com uma análise de sensibilidade à sua alteração, que será apresentada mais adiante.

Quadro 3-8 - Percentagens de imputação do investimento específico por tipologia aos acréscimos de consumo

	% imputada ao consumo
Produção	0%
Reforço capacidade interligação	25%
Reforço interno RNT	25%
Ligação à Distribuição	50%
Clientes e ligações para terceiros	100%
Uprating de linhas	25%
Compensação de energia reativa	25%

A tarifa de uso da rede de transporte tem uma componente que é paga pela produção e uma componente que é paga pelo consumo. Os custos incrementais que estamos a determinar irão condicionar os preços pagos pelo consumo, pelo que se considera que as ligações a produtores não devem ser consideradas nesta análise. Em relação ao reforço da capacidade de interligação, ao reforço interno da RNT, ao uprating de linhas e à compensação de energia reativa considera-se que uma parte significativa destes investimentos na rede de transporte tem sido condicionada por objetivos de política energética, como a integração de mercados e a promoção da produção a partir de fontes de energias renováveis, 75% neste exercício base, considerando-se que os restantes 25% serão justificados por acréscimos de procura. Considera-se que parte do investimento nas ligações à distribuição vinculada tem também vindo a ser justificado por necessidades de reforço da rede associadas com a inversão dos fluxos energéticos causada pelas ligações da produção em regime especial nas redes de distribuição, assumindo-se neste cenário base que apenas 50% do investimento é justificado por acréscimos de procura.

O Quadro 3-9 apresenta o investimento na rede de transporte considerado no cenário base e justificável por acréscimos de consumo.

Quadro 3-9 - Resumo do investimento imputado a acréscimos de consumo na rede de transporte de energia elétrica – cenário base

mil €	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Reforço da capacidade de interligação	3 973	54	6	4 821	6 940	6 105	14 131	3 376	405	2 625	0	0	0
LINHAS	3 637	54	6	217	6 701	600	8 106	2 730	405	2 355	0	0	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	4 604	239	5 505	6 025	646	0	270	0	0	0
Instalação inicial	0	0	0	4 604	96	4 571	69	132	0	0	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	143	934	1 152	513	0	270	0	0	0
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	4 799	0	0	0	0	0	0
Outros (remodelação parque...)	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	336	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reforço interno da RNT	15 723	14 103	27 733	21 407	2 845	10 745	14 353	36 350	2 791	12 870	5 871	4 792	15 001
LINHAS	11 501	12 427	19 504	11 593	361	674	3 462	13 781	843	2 043	380	454	251
SUBESTAÇÕES	4 222	1 676	8 229	9 814	2 484	7 700	7 060	22 598	1 948	10 827	5 491	4 338	14 750
Instalação inicial	0	0	0	7 575	613	80	14	2	0	6 846	0	0	0
Painéis	4 092	1 622	7 780	185	2	1 277	826	155	572	287	493	404	93
Autotransformadores	22	0	449	2 053	1 869	6 343	116	9 454	0	0	157	0	146
Transformadores	34	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1 963	1 050	451
Sistemas de Comando e Proteções	0	47	0	0	0	0	0	0	0	0	1 498	2 633	5 025
Outros (remodelação parque...)	73	0	0	0	0	0	6 105	12 988	1 376	3 694	1 379	251	9 035
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	2 371	3 830	-29	0	0	0	0	0
Ligação à distribuição vinculada	15 080	11 715	43 815	30 424	38 293	64 904	7 662	56 305	49 537	41 936	17 998	17 013	7 803
LINHAS	4 348	2 737	1 635	193	3 574	35 625	802	13 832	27 088	14 221	6 262	7 418	4 372
SUBESTAÇÕES	10 732	8 979	42 181	30 231	34 719	29 252	6 861	42 473	22 450	27 715	11 736	9 595	3 431
Instalação inicial	4 391	595	25 245	15 556	15 350	8 494	342	15 212	8 055	17 729	4 011	7 433	0
Painéis	2 224	929	2 650	5 516	1 480	1 646	1 436	3 831	4 286	3 031	3 520	788	2 711
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0	0
Transformadores	3 813	7 454	13 996	9 118	17 889	17 925	5 076	10 178	9 284	6 955	1 441	1 374	709
Outros (remodelação parque...)	304	0	289	40	1	1 186	2	13 248	825	0	2 765	0	12
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	0
Clientes e modificações para terceiros	40	0	508	85	0	1 643	17	26	2 505	0	0	0	0
LINHAS	40	0	508	85	0	0	16	-17	2 505	0	0	0	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	0	1 643	1	42	0	0	0	0	0
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	0	1 643	1	42	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uprating de linhas	2 723	11 173	6 107	7 344	2 690	5 276	2 016	508	521	1 956	126	0	5 166
Compensação de energia reativa	869	145	1 464	636	434	846	1 721	2 744	0	0	1 655	2 352	793
Total	38 408	37 190	79 633	64 716	51 202	89 518	39 900	99 309	55 758	59 387	25 651	24 157	28 763

Tendo identificado os investimentos da rede de transporte, é necessário classificá-los em investimentos associados à rede de MAT, que alimenta os clientes de MAT, mas também todas as redes a jusante, e em investimentos associados à rede de AT. Os investimentos da rede de transporte afetos a MAT deverão ser pagos por todos os consumidores, enquanto que os investimentos da rede de transporte afetos a AT deverão apenas ser imputados aos clientes ligados nas redes de distribuição de jusante em AT, MT e BT. Estes investimentos estão relacionados com os ativos de redes utilizados exclusivamente pelos clientes ligados às redes de distribuição, designadamente os relacionados com as subestações MAT/AT.

Por outro lado, é necessário classificar os investimentos em troços periféricos e troços comuns. Tendo em conta a rede de transporte de energia elétrica e os seus componentes, adotou-se uma classificação entre troços comuns e troços mistos, sendo esta última designação adotada sempre que a desagregação das rubricas de investimento não permite a sua afetação a troços comuns ou periféricos. Não se considerou nenhuma das rubricas de investimento como exclusivamente de troço periférico.

Os troços comuns são condicionados fundamentalmente pela procura agregada e consequentemente pela potência em horas de ponta, enquanto nos troços mistos a capacidade é condicionada quer pela procura agregada, quer pela procura individual das entregas da rede de transporte medida pela potência contratada.

A classificação dos investimentos entre troços comuns e troços mistos é observável no Quadro 3-10, onde se considera que os consumidores de MAT devem ser dispensados de pagar os investimentos em subestações classificadas nas ligações à distribuição vinculada.

Quadro 3-10 - Classificação dos investimentos na rede de transporte de energia elétrica

Reforço da capacidade de interligação		
LINHAS	MAT	Troço comum
SUBESTAÇÕES	MAT	Troço comum
POSTOS DE CORTE	MAT	Troço comum
Reforço interno da RNT		
LINHAS	MAT	Troço misto
SUBESTAÇÕES	MAT	Troço comum
POSTOS DE CORTE	MAT	Troço comum
Ligação à distribuição vinculada		
LINHAS	MAT	Troço misto
SUBESTAÇÕES	AT	Troço misto
POSTOS DE CORTE	MAT	Troço misto
Clientes e modificações para terceiros		
LINHAS	MAT	Troço misto
SUBESTAÇÕES	MAT	Troço misto
Uprating de linhas		
	MAT	Troço comum
Compensação de energia reativa		
	MAT	Troço comum

Os investimentos dos troços mistos são repartidos em troço comum e periférico considerando uma percentagem de 80% e 20%, respetivamente. Não dispondo de informação que permita aferir quais as percentagens de repartição destes investimentos, considera-se com alguma certeza que a maior parte destes investimentos são relativos a troço comum. Também serão apresentadas análises de sensibilidade a este pressuposto.

O investimento realizado nas redes, em cada ano, acarreta custos de operação e manutenção, que dependem não só do investimento realizado em cada ano, mas também do nível de investimento em anos anteriores. Assim, para o cálculo dos custos incrementais é necessário considerar além dos investimentos incrementais, os custos de operação e manutenção daí advenientes. No presente estudo mantêm-se os 2% adotados nos estudos anteriormente elaborados.

Para efeitos de atualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura considerou-se uma taxa de atualização em linha com a taxa de remuneração para 2017 para os ativos da atividade de transporte de energia elétrica, 6,415%.

De modo a calcular a anuidade dos investimentos realizados entre 2004 e 2016 foi adotada uma vida útil média dos equipamentos da rede de transporte de 30 anos.

Relembrando o referido no capítulo 2 os investimentos em troços comuns são condicionados pelos acréscimos de potência em horas de ponta, enquanto os investimentos em troços periféricos são condicionados pelos acréscimos de potência contratada na rede.

As quantidades da rede de transporte são calculadas a partir das quantidades entregues a todos os consumidores, aplicando-se os fatores de ajustamento para perdas ao longo das redes e considerando, sempre que necessário, diagramas de carga tipo.

A potência contratada de determinada rede é igual à potência contratada dos clientes ligados nesse nível de tensão mais a potência em horas de ponta dos clientes ligados nos níveis de tensão a jusante, ajustadas para perdas ao longo das redes e considerando um fator de simultaneidade.

No Quadro 3-11 apresentam-se os valores de procura para o período 2004-2016. Este foi um período em que ocorreram reduções na potência em alguns anos, nomeadamente em 2007, 2008, 2012, 2013 e 2015. A metodologia adotada para o cálculo do custo incremental consiste em relacionar acréscimos de investimento com acréscimos de procura, o que significa que metodologicamente não faz sentido considerar reduções de procura. Assim, as séries de potência foram corrigidas no sentido de o valor de determinado ano ser igual ao do ano anterior, sempre que se verifique uma redução da procura.

Esta situação da procura aconselharia à utilização de outro período para o cálculo do custo incremental. Todavia, apenas se dispõe de informação de investimentos a partir de 2004, o que dificulta a inclusão de outros anos em que a procura observou crescimentos acentuados.

Quadro 3-11 - Potência contratada e potência em horas de ponta na rede de transporte

	kW/mês												
REDE DE TRANSPORTE MAT	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Potência horas de ponta	6 164 217	6 514 888	6 717 557	6 482 829	6 351 321	6 981 754	7 063 696	7 260 514	6 676 717	6 498 287	6 605 482	6 548 139	6 620 674
Potência contratada	7 856 641	8 334 880	8 609 716	8 344 549	8 263 829	9 176 651	9 327 523	9 637 018	8 851 905	8 563 170	8 748 815	8 644 983	8 764 526

	kW/mês												
REDE DE TRANSPORTE AT	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Potência horas de ponta	6 048 547	6 409 876	6 605 518	6 360 480	6 232 199	6 868 321	6 948 671	7 133 699	6 535 822	6 334 076	6 441 150	6 380 092	6 464 786
Potência contratada	7 521 756	7 971 092	8 214 385	7 909 665	7 750 139	8 541 197	8 641 118	8 871 213	8 127 714	7 876 830	8 009 984	7 934 053	8 039 376

Quadro 3-12 - Potência contratada e potência em horas de ponta utilizada no cálculo do custo incremental

	kW/mês												
REDE DE TRANSPORTE MAT	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Potência horas de ponta	6 164 217	6 514 888	6 717 557	6 717 557	6 717 557	6 981 754	7 063 696	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514
Potência contratada	7 856 641	8 334 880	8 609 716	8 609 716	8 609 716	9 176 651	9 327 523	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018

	kW/mês												
REDE DE TRANSPORTE AT	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Potência horas de ponta	6 048 547	6 409 876	6 605 518	6 605 518	6 605 518	6 868 321	6 948 671	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699
Potência contratada	7 521 756	7 971 092	8 214 385	8 214 385	8 214 385	8 541 197	8 641 118	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213

3.1.3.1.2 CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 3-13 sintetiza os valores de custos incrementais obtidos no presente estudo para cada nível de tensão. O detalhe do modo de cálculo dos custos incrementais é apresentado no Anexo II.

Quadro 3-13 - Custos incrementais

	€/kW/mês
	CI estudo
Potência contratada MAT	0,139
Potência ponta MAT	1,910
Potência contratada AT	0,380
Potência ponta AT	3,173

De forma a tornar comparáveis estes custos incrementais com os valores em vigor em 2017 escalam-se todos os custos incrementais para que estes proporcionem a parcela de proveitos permitidos na atividade de transporte a ser recuperada pelas tarifas de uso da rede de transporte afetas ao consumo, ou seja, exclui-se a componente de proveitos da atividade de transporte que é recuperada pela tarifa aplicável aos produtores. É possível assim obter as variações de preços que resultam da adoção destes custos incrementais (Quadro 3-14).

Quadro 3-14 - Custos incrementais escalados para os proveitos permitidos

	CI tarifas 2017 €/kW/mês	CI estudo €/kW/mês	Δ
Potência contratada MAT	0,191	0,143	-25%
Potência ponta MAT	1,715	1,960	14%
Potência contratada AT	0,365	0,390	7%
Potência ponta AT	3,286	3,256	-1%

Apesar das variações serem significativas por variável de faturação, em termos médios o impacte é praticamente nulo, conforme Quadro 3-15, onde é possível observar que a variação média da tarifa de Uso da Rede de MAT e da tarifa de Uso da Rede de AT é quase nula.

Quadro 3-15 - Receitas incrementais

	Receitas CI tarifas 2017 (euros)	Receitas CI estudo (euros)	Δ
Potência contratada MAT	1 598 935	1 199 951	-25,0%
Potência ponta MAT	2 692 099	3 076 580	14,3%
MAT	4 291 034	4 276 531	-0,3%
Potência contratada AT	35 222 912	37 582 106	6,7%
Potência ponta AT	254 917 453	252 572 761	-0,9%
AT	290 140 365	290 154 867	0,0%
TOTAL	294 431 398	294 431 398	0,0%

Apesar desta variação nula em termos médios, a adoção destes novos custos incrementais não permite garantir a inexistência de impactes tarifários na MAT, consumidor a consumidor. Todavia, importa referir que esta tarifa tem em peso muito reduzido na fatura final de energia elétrica paga pelos consumidores, cerca de 4%.

Para os consumidores dos restantes níveis de tensão o impacte tarifário é nulo, uma vez que para os consumidores de AT, MT e BT o preço de potência contratada é convertido em potência em horas de ponta devido à simultaneidade das cargas.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

O presente estudo implicou a adoção de alguns pressupostos, pelo que importa efetuar uma análise de sensibilidade. Esta análise de sensibilidade foca-se nos pressupostos relacionados com a percentagem de investimentos justificados por acréscimos de consumo, e sobre a repartição dos investimentos relativos a troços mistos em troços comuns e troços periféricos.

Para cada um dos cenários apresenta-se no Quadro 3-16 os pressupostos alterados. Nos cenários 1 e 2, alteram-se as percentagens do investimento que se considera serem justificáveis por acréscimos de consumo. Nos cenários 3 e 4 alteram-se as percentagens de repartição dos investimentos relativos a troços mistos.

Quadro 3-16 - Análise de sensibilidade – Pressupostos adotados

		Cenário base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Percentagens de investimentos justificados por acréscimos de consumo	Reforço capacidade interligação	25%	20%	25%	25%	25%
	Reforço interno RNT					
	Linhas	25%	20%	25%	25%	25%
	Subestações e postos de corte	25%	20%	25%	25%	25%
	Ligação à Distribuição Vinculada	50%	50%	60%	50%	50%
	Clientes e ligações para terceiros	100%	100%	100%	100%	100%
	Uprating de linhas	25%	20%	25%	25%	25%
	Compensação de energia reativa	25%	20%	25%	25%	25%
Repartição investimentos relativos a troços mistos	Troço misto em MAT					
	Troço comum	80%	80%	80%	85%	75%
	Troço Periférico	20%	20%	20%	15%	25%
	Troço misto em AT					
	Troço comum	80%	80%	80%	85%	75%
	Troço Periférico	20%	20%	20%	15%	25%

No Quadro 3-17 e no Quadro 3-18 apresentam-se os custos incrementais e as receitas incrementais que se obtêm com a alteração de pressupostos, apresentando-se também a variação em relação aos custos incrementais incluídos nas tarifas de 2017.

Quadro 3-17 - Custos incrementais

	CI tarifas 2017 (€/kW/mês)	Cenário base		Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3		Cenário 4	
		(€/kW/mês)	Δ %	(€/kW/mês)	Δ %	(€/kW/mês)	Δ %	(€/kW/mês)	Δ %	(€/kW/mês)	Δ %
Potência contratada MAT	0,191	0,152	-25%	0,150	-26%	0,150	-26%	0,114	-44%	0,191	-6%
Potência ponta MAT	1,715	2,086	14%	1,929	6%	1,956	7%	2,138	17%	2,034	11%
Potência contratada AT	0,365	0,415	7%	0,437	13%	0,433	11%	0,310	-20%	0,520	34%
Potência ponta AT	3,286	3,466	-1%	3,442	-2%	3,446	-1%	3,600	3%	3,332	-5%

Quadro 3-18 - Receitas incrementais

	Receitas CI tarifas 2017 (€)	Cenário base		Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3		Cenário 4	
		(€)	Δ %	(€)	Δ %	(€)	Δ %	(€)	Δ %	(€)	Δ %
Potência contratada MAT	1 598 935	1 277 553	-25%	1 254 756	-26%	1 255 509	-26%	955 085	-44%	1 602 107	-6%
Potência ponta MAT	2 692 099	3 275 543	14%	3 027 919	6%	3 070 301	7%	3 356 817	17%	3 193 744	11%
MAT	4 291 034	4 553 096	0%	4 282 675	-6%	4 325 810	-5%	4 311 901	-6%	4 795 851	5%
Potência contratada AT	35 222 912	40 012 548	7%	42 193 553	13%	41 791 596	11%	29 912 952	-20%	50 177 490	34%
Potência ponta AT	254 917 453	268 906 692	-1%	266 996 108	-2%	267 354 930	-1%	279 247 482	3%	258 498 995	-5%
AT	290 140 365	308 919 240	0%	309 189 660	0%	309 146 526	0%	309 160 434	0%	308 676 485	0%
TOTAL	294 431 398	313 472 335	0%	313 472 335	0%	313 472 335	0%	313 472 335	0%	313 472 335	0%

Observa-se que os resultados dependem dos pressupostos adotados, sendo sensíveis à percentagem de investimento justificável por acréscimos de consumo e à percentagem de troços mistos imputada a troços comuns e a troços periféricos. Todavia, em qualquer dos cenários apresentados apenas os clientes de MAT observariam impactes nas tarifas de uso da rede de transporte, uma vez que para os consumidores de AT, MT e BT o preço de potência contratada é convertido em potência em horas de ponta devido à simultaneidade das cargas.

Dos cenários apresentados o cenário base é o único que garante uma variação média da tarifa de Uso da Rede de MAT e da tarifa de Uso da Rede de AT nula, sendo esses os custos incrementais adotados nas tarifas de 2018.

Quadro 3-19 - Custos incrementais das tarifas 2018

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

Quando os preços iguais a custos incrementais não permitem obter os proveitos permitidos, são aplicados aos custos incrementais fatores multiplicativos de forma a proporcionar os proveitos permitidos, mas mantendo a estrutura dos custos incrementais. Assim, aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta de MAT e de AT aplica-se um fator multiplicativo de 0,85, 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, por período horário publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia, discriminados por período horo-sazonal, implícitos na tarifa de Energia.

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

3.1.3.2 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 (vazio e fora de vazio).

Em 2018 os preços sofreram uma ligeira alteração para refletir a estrutura de preços no mercado diário do MIBEL. A atualização de preços procura transpor o rácio de preços entre as horas de fora de vazio e as horas de vazio do mercado diário entre 2015 e 2016 para a estrutura de preços da tarifa referida (ver Quadro 3-20).

Quadro 3-20 - Preços do mercado diário do MIBEL

	Fora de vazio	Vazio	Fora de vazio / Vazio
	€/MWh	€/MWh	
2012	53,18	40,61	1,310
2013	51,13	36,44	1,403
2014	49,14	34,23	1,436
2015	56,39	43,42	1,299
2016	44,35	34,43	1,288
Média 2015 - 2016			1,293

Fonte: Preços do mercado diário OMIE. Cálculos da ERSE.

O rácio entre o fora de vazio e o vazio de 1,293 é implementado de forma a assegurar um preço médio de 0,5 €/MWh no ano de 2018 para a tarifa de uso da rede de transporte do operador de rede de transporte aplicável às entradas na RNT e na RND. Com esta medida procura-se uma harmonização com o regime equivalente em Espanha, onde existe igualmente uma tarifa de acesso de 0,5 €/MWh a aplicar aos produtores de energia. Anteriormente o rácio utilizado pela ERSE era de 1,284.

3.1.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

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

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

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

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

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

A forma como os custos são refletidos nas tarifas depende das variáveis de faturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para a aplicação coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de faturação e das suas regras de medição devem permitir refletir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente, tendo em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de faturação adequada à dimensão dos clientes, evitando custos de leitura e faturação superiores às economias que podem induzir. No capítulo 2 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, revê-se 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.

A EDP Distribuição apresentou à ERSE um estudo de custos incrementais⁹, onde se discute a alteração de alguns dos pressupostos adotados na estrutura vigente. O estudo mantém a metodologia anteriormente

⁹ Informação previsual da EDP Distribuição 2018-2020 - Anexo 4: Custos incrementais da EDP distribuição, junho 2017.

utilizada, mas contempla a alteração de alguns dos pressupostos base, de entre os quais se destacam os pressupostos relativos aos investimentos de substituição e à classificação dos investimentos na rede de BT. No presente estudo discutem-se esses pressupostos, que implicam alterações relevantes na estrutura dos custos incrementais e, conseqüentemente, na estrutura das tarifas de uso das redes.

3.1.4.1 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS NO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O cálculo dos custos incrementais exige que se considere um volume de dados significativos, históricos e previsionais, bem como a assunção de diversos pressupostos.

Investimentos

As séries temporais dos investimentos, custos de operação e manutenção e procura consideradas no cálculo dos custos incrementais incluem valores ocorridos e valores previsionais, desde 1998 a 2020. Os investimentos e participações apresentados têm como fonte a informação das normas submetidas pela EDP Distribuição. É considerado o investimento realizado ou que se prevê realizar no ano, que não diz necessariamente respeito a equipamentos que tenham entrado em exploração na sua totalidade em cada ano.

No Quadro 3-21 constam os investimentos, incluindo a totalidade das participações, ao longo do período considerado.

No Quadro 3-22 apresentam-se as participações em espécie, que compreendem os investimentos que são efetuados por consumidores ou outras entidades, sendo posteriormente transferidos para o ativo da EDP Distribuição.

No Quadro 3-23 apresentam-se as participações financeiras de clientes, que são investimentos que resultam essencialmente de pedidos de clientes de novas ligações à rede ou de reforços da rede fruto desses pedidos, e que são efetuados pela EDP Distribuição, mas que são pagos diretamente pelos consumidores que requisitaram a sua construção.

No Quadro 3-24 incluem-se as participações financeiras de fundos comunitários, que representam os investimentos que são pagos por fundos comunitários.

Quadro 3-21 - Investimento, incluindo participações, na rede de distribuição de energia elétrica

mil. €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Distribuição em AT	18 691	15 497	18 281	25 604	29 083	40 607	49 125	50 018	44 501	44 037	41 091	27 390	30 934	26 745	32 052	29 334	34 200	51 610	34 906	22 858	17 932	17 076	20 394
Linhas aéreas	12 798	11 200	15 643	20 914	26 069	30 046	29 507	32 775	28 894	35 799	34 285	13 442	15 498	18 331	23 211	22 667	23 385	26 321	22 285	14 998	11 958	12 669	16 981
Cabos subterrâneos	4 300	2 123	1 882	1 811	1 305	7 733	17 716	12 348	12 138	5 560	5 150	11 774	16 606	9 704	7 831	5 288	5 565	4 336	2 481	6 601	5 264	4 283	2 702
Postos de corte e seccionamento	1 593	2 175	756	2 879	1 709	2 828	1 903	4 895	3 470	2 678	1 656	2 174	-1 170	-1 290	1 010	1 380	5 250	20 953	10 139	1 259	710	124	711
Distribuição em MT	139 484	113 400	112 003	110 069	132 714	169 253	211 630	220 347	176 368	125 378	144 525	147 566	134 198	158 567	188 982	161 261	173 090	148 085	130 145	144 484	131 670	131 669	130 437
Linhas aéreas	58 217	57 570	52 487	40 726	50 811	71 443	83 690	93 062	72 799	45 088	53 982	61 461	62 550	80 666	91 564	83 191	95 275	74 628	61 264	74 141	69 630	68 627	78 587
Cabos subterrâneos	36 607	32 033	34 813	38 092	36 575	43 201	47 010	41 849	40 977	31 782	37 177	42 449	41 058	38 752	45 110	35 427	31 513	28 016	23 653	26 547	26 189	25 713	22 845
Subestações	44 367	22 795	24 693	31 243	45 144	53 872	79 302	85 194	61 915	48 237	52 729	43 598	30 543	39 121	52 200	42 169	45 974	45 259	45 153	35 773	26 631	27 788	28 144
Postos de corte e seccionamento	293	1 001	11	8	183	738	1 627	243	678	272	637	58	47	27	107	473	328	182	75	8 023	9 221	9 541	862
Distribuição em BT	148 503	135 743	135 711	149 471	150 241	136 247	144 181	151 994	136 761	108 131	115 351	146 632	123 885	123 725	117 179	110 858	98 019	100 376	111 208	116 845	111 549	109 771	115 962
Redes aéreas	55 180	45 764	46 657	31 887	40 726	40 268	39 309	41 060	37 816	32 573	33 197	34 928	41 458	38 063	35 663	40 735	34 654	35 080	40 413	42 065	42 288	42 083	40 899
Redes subterrâneas	24 169	25 927	27 602	49 208	48 028	34 626	40 194	44 701	30 078	24 347	25 204	36 325	19 030	14 952	14 992	14 824	12 781	15 730	15 365	15 179	14 863	14 791	14 375
Chegadas aéreas	18 608	15 145	12 520	7 023	6 069	4 229	4 988	5 563	5 600	4 300	3 436	4 735	4 232	3 855	3 398	2 426	1 606	1 748	2 174	1 840	1 864	1 855	1 803
Chegadas subterrâneas	22 452	21 034	22 443	21 420	17 981	15 048	16 768	18 011	17 122	13 273	9 240	14 862	8 519	8 178	6 344	4 032	1 449	2 751	2 915	2 988	3 069	3 055	2 969
Postos de transformação e seccionamento	28 094	27 873	26 488	39 933	37 436	42 076	42 921	42 659	46 145	33 639	44 274	55 782	50 647	58 678	56 781	48 840	47 528	45 068	50 342	54 773	49 465	47 986	55 917
TOTAL	306 678	264 640	265 995	285 144	312 038	346 108	404 936	422 358	357 631	277 547	300 967	321 588	289 017	309 037	338 212	301 453	305 309	300 071	276 258	284 187	261 152	258 515	266 974

Fonte: EDP Distribuição;

Nota: Não inclui Iluminação Pública; Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico.

Quadro 3-22 - Participações em espécie na rede de distribuição de energia elétrica

mil. €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Distribuição em AT	0	0	203	3 199	1 159	1 559	4 464	3 403	14 713	7 696	6 184	5 764	2 598	514	930	662	1 825	12 037	3 024	3 482	3 694	3 927	4 193
Linhas aéreas	0	0	174	2 160	1 145	1 284	4 464	3 403	12 907	7 696	5 762	2 170	1 562	7	813	162	1 677	1 645	1 020	1 175	1 246	1 325	1 415
Cabos subterrâneos	0	0	21	0	14	0	0	0	0	0	423	2 890	1 036	506	117	500	148	61	133	153	162	172	184
Postos de corte e seccionamento	0	0	8	1 039	0	275	0	1 806	0	0	705	0	0	0	0	0	10 331	1 871	2 154	2 285	2 430	2 594	
Distribuição em MT	21 422	14 194	13 507	14 386	11 466	15 374	16 162	16 389	13 909	10 504	11 421	19 155	12 869	8 230	7 614	8 130	3 885	7 275	4 164	4 794	5 086	5 407	5 773
Linhas aéreas	8 941	7 207	7 809	3 443	2 325	5 059	5 002	7 427	4 841	3 378	4 043	7 131	4 071	2 558	2 536	2 611	967	4 409	1 857	2 138	2 268	2 412	2 575
Cabos subterrâneos	5 622	4 010	5 180	10 943	9 085	9 691	10 544	8 826	8 664	7 030	6 946	12 011	8 751	5 644	5 034	5 518	2 917	2 794	2 307	2 656	2 817	2 995	3 198
Subestações	6 814	2 853	516	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	45	125	1	0	57	624	616	136	403	96	432	13	47	27	44	0	72	0	0	0	0	0	0
Distribuição em BT	51 272	51 278	47 007	61 782	46 304	44 766	47 651	45 775	41 423	26 843	23 131	44 477	30 379	21 042	17 790	13 874	12 093	14 288	13 078	15 057	15 974	16 982	18 134
Redes aéreas	19 052	17 288	16 160	1 554	735	1 065	1 464	1 777	1 438	1 404	680	1 938	11 797	8 906	8 044	6 158	6 386	7 002	6 710	7 885	8 407	8 938	9 544
Redes subterrâneas	8 344	9 794	9 562	29 386	22 193	19 681	20 504	17 935	16 047	11 051	10 274	18 064	5 415	3 498	3 381	2 241	2 354	3 094	2 551	2 845	2 955	3 141	3 355
Chegadas aéreas	6 424	5 721	4 337	645	661	959	1 050	1 279	1 394	1 072	595	1 186	1 204	902	767	367	296	347	361	345	371	394	421
Chegadas subterrâneas	7 752	7 946	7 773	7 799	8 145	9 319	10 723	10 990	10 379	7 186	4 564	9 497	2 424	1 914	1 431	610	267	528	484	560	610	649	693
Postos de transformação e seccionamento	9 699	10 529	9 175	22 397	14 570	13 742	13 910	13 794	12 164	6 130	7 018	13 792	9 539	5 822	4 168	4 499	2 791	3 318	2 972	3 422	3 630	3 859	4 121
TOTAL	72 693	65 472	60 717	79 367	58 930	61 699	68 278	65 567	70 044	45 044	40 736	69 396	45 846	29 786	26 333	22 666	17 803	33 600	20 266	23 333	24 753	26 315	28 101

Fonte: EDP Distribuição;

Nota: Não inclui Iluminação Pública; Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Tarifas por Atividade Regulada

Quadro 3-23 - Comparticipações financeiras de clientes na rede de distribuição de energia elétrica

mil.€	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Distribuição em AT	1 734	4 806	2 149	3 875	118	2 937	4 104	5 645	12 373	4 695	7 117	17 839	10 372	12 542	4 993	6 397	2 845	2 201	2 613	2 181	2 727	3 427	4 269
Linhas aéreas	1 187	3 478	1 843	3 244	118	2 316	3 372	4 618	10 385	4 012	5 645	14 445	5 923	7 723	3 594	5 023	2 183	1 533	859	717	896	1 126	1 403
Cabos subterrâneos	399	657	219	313	0	566	702	863	514	260	1 355	721	1 645	2 163	1 238	1 066	608	310	809	676	845	1 061	1 322
Postos de corte e seccionamento	148	671	88	317	0	55	30	164	1 475	424	118	2 672	2 804	2 656	162	308	54	358	945	789	986	1 239	1 544
Distribuição em MT	21 398	26 076	20 095	25 650	17 512	14 403	15 319	15 582	16 476	14 937	14 539	10 371	14 649	8 156	6 544	5 394	7 217	10 316	11 988	9 063	9 668	10 009	10 241
Linhas aéreas	8 930	13 237	10 212	11 497	9 510	5 941	7 596	5 755	5 402	6 682	5 709	5 254	5 345	3 877	3 216	2 541	4 207	5 702	6 704	5 068	5 406	5 597	5 727
Cabos subterrâneos	5 616	7 366	6 775	8 371	8 002	2 933	5 926	4 060	2 906	3 648	3 671	3 806	4 663	2 981	1 444	1 145	2 522	3 009	3 324	2 513	2 681	2 775	2 839
Subestações	6 806	5 242	3 107	5 778	0	5 520	1 772	5 685	8 166	4 607	5 155	1 310	4 640	1 298	1 882	1 688	487	1 605	1 961	1 482	1 581	1 637	1 675
Postos de corte e seccionamento	45	231	1	3	0	9	24	83	2	0	5	0	0	2	19	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição em BT	79 263	70 704	65 626	59 506	48 928	47 747	38 008	32 907	25 481	36 508	25 886	17 595	19 035	10 542	15 525	12 007	10 012	7 479	8 174	14 695	13 392	14 541	15 704
Redes aéreas	29 453	23 838	22 560	20 583	11 923	12 523	11 401	10 073	7 399	9 996	8 867	7 295	9 164	5 299	4 315	4 265	5 439	4 354	4 786	8 782	8 044	8 734	9 433
Redes subterrâneas	12 901	13 504	13 350	13 451	9 804	8 544	8 673	7 242	4 352	6 975	4 644	3 291	4 207	2 082	1 814	1 552	2 005	1 606	1 819	3 169	2 827	3 070	3 315
Chegadas aéreas	9 931	7 888	6 055	4 329	7 853	4 814	3 653	3 115	2 646	2 503	1 890	1 084	934	537	412	254	252	202	258	385	355	385	416
Chegadas subterrâneas	11 983	10 955	10 851	9 244	17 474	13 745	10 408	9 185	9 444	8 730	6 893	5 397	1 883	1 139	768	422	227	182	345	624	584	635	685
Postos de transformação e seccionamento	14 995	14 519	12 810	11 899	1 875	8 121	3 873	3 292	1 640	8 303	3 592	529	2 847	1 485	8 216	5 515	2 090	1 135	965	1 735	1 582	1 717	1 855
TOTAL	102 395	101 586	87 870	89 030	66 558	65 086	57 432	54 134	54 331	56 141	47 541	45 805	44 056	31 240	27 062	23 798	20 073	19 996	22 775	25 939	25 788	27 977	30 214

Fonte: EDP Distribuição;

Nota: Não inclui Iluminação Pública; Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico.

Quadro 3-24 - Comparticipações de fundos na rede de distribuição de energia elétrica

mil.€	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Distribuição em AT	0	6 995	0	154	118	1 038	12 402	6 757	806	-19	210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Linhas aéreas	0	5 061	0	130	118	600	10 830	6 298	681	-19	198	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabos subterrâneos	0	957	0	12	0	0	0	5	16	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	977	0	12	0	437	1 572	455	109	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição em MT	3 774	9 223	2 508	3 152	0	2 260	9 305	6 594	6 180	1 808	3 579	1 123	0	0	752	0	1 078	60	0	0	0	0	0
Linhas aéreas	1 575	4 683	1 480	1 670	0	1 950	6 809	5 625	4 491	1 674	2 962	1 095	0	0	752	0	1 078	60	0	0	0	0	0
Cabos subterrâneos	991	2 605	981	1 216	0	187	122	119	67	32	45	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subestações	1 201	1 854	48	266	0	123	2 374	849	1 622	102	572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	7	81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição em BT	7 237	5 616	3 109	1 555	0	1 627	4 659	4 370	3 086	1 087	1 503	1 244	0	0	467	0	576	0	0	0	0	0	0
Redes aéreas	2 689	1 893	1 069	538	0	792	2 457	1 936	1 351	537	625	478	0	0	276	0	395	0	0	0	0	0	0
Redes subterrâneas	1 178	1 073	632	351	0	103	100	51	19	1	0	4	0	0	116	0	146	0	0	0	0	0	0
Chegadas aéreas	907	626	287	113	0	33	72	44	42	9	9	12	0	0	26	0	18	0	0	0	0	0	0
Chegadas subterrâneas	1 094	870	514	242	0	13	28	9	6	1	2	4	0	0	49	0	16	0	0	0	0	0	0
Postos de transformação e seccionamento	1 368	1 154	607	311	0	687	2 001	2 330	1 668	540	867	746	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	11 011	21 834	5 618	4 861	118	4 925	26 366	17 721	10 071	2 876	5 292	2 367	0	0	1 219	0	1 653	60	0	0	0	0	0

Fonte: EDP Distribuição;

Nota: Não inclui Iluminação Pública; Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico.

Refira-se que o investimento não específico e o investimento em equipamento básico foram alocados proporcionalmente às várias rubricas de investimento específico e que não foram considerados investimentos em equipamentos de contagem.

As séries de investimentos apresentadas do Quadro 3-21 ao Quadro 3-24 estão a preços constantes de 2017, tendo para o efeito sido considerados os índices de preços implícitos no PIB que constam no quadro seguinte.

Quadro 3-25 - Índice de preços implícitos no PIB

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Índice de preços implícito no PIB	3,8%	3,4%	3,5%	3,7%	4,2%	3,4%	2,4%	3,3%	3,2%	3,0%	1,7%	1,1%	0,6%	-0,3%	-0,4%	2,3%	1,0%	1,9%	1,6%	1,4%	1,5%	1,6%	1,6%

Fonte: 1998 a 2015 - Boletim Económico Junho 2016, Séries trimestrais para a Economia Portuguesa, Banco de Portugal
2016 a 2020 - Programa de Estabilidade 2017-2021, Ministério das Finanças, abril 2017

Tratamento dos ativos participados

Relativamente à questão de qual o racional a adotar no tratamento dos ativos participados, uma vez que estes não são um custo da EDP Distribuição, para o cálculo dos custos incrementais considerou-se que o mais relevante não é quem pagou o investimento, mas sim se estes investimentos são em troços de uso partilhado por um conjunto de clientes ou em troços de uso exclusivo de determinado cliente. Importa não confundir o conceito de uso exclusivo com o conceito de periférico, uma vez que o periférico se refere também a troços partilhados por um conjunto reduzido de clientes. Assim, para o cálculo do custo incremental não devem ser incluídas no investimento a totalidade das participações, mas apenas as relativas a investimentos em troços de uso partilhado.

As participações em espécie são essencialmente em ativos de uso partilhado e, portanto, devem ser consideradas na totalidade.

As participações financeiras incluem ativos que são de uso partilhado e ativos que são de uso exclusivo. No estudo da PriceWaterhouseCoopers, “*EDP: Review of tariff structures*”, de Maio de 2000, que resultou de um trabalho conjunto entre a EDP, a ERSE e a PriceWaterhouseCoopers, para a determinação de custos incrementais da rede de distribuição de energia elétrica, considerou-se que em AT as participações financeiras são essencialmente em ativos de uso exclusivo, não sendo consideradas para o cálculo do custo incremental. Quanto às participações financeiras nas redes de MT e de BT considerou-se que nem todas as participações são em ativos de uso exclusivo, considerando-se 50% das participações no cálculo do custo incremental. Não dispondo de informação adicional adotam-se as referidas percentagens.

As participações de fundos comunitários foram consideradas na totalidade, uma vez que estas representam um custo em ativos de rede que são de uso partilhado.

No Quadro 3-26 apresenta-se um quadro resumo com a percentagem do valor das comparticipações que é incluído no cálculo dos custos incrementais, em cada rede de distribuição.

Quadro 3-26 - Comparticipações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental

	Comp. Espécie	Comp. Financeiras	Comp. Fundos
Distribuição em Alta Tensão	100%	0%	100%
Distribuição em Média Tensão	100%	50%	100%
Distribuição em Baixa Tensão	100%	50%	100%

Investimentos de substituição

No que concerne os investimentos de substituição, os custos incrementais em vigor foram determinados considerando que 15% do investimento realizado é relativo a ativos não justificados por acréscimos de procura, designadamente ativos de substituição¹⁰. A EDP Distribuição em conjunto com o INESC TEC elaborou um estudo que permite determinar novas percentagens destes investimentos não justificados por acréscimos de procura, desagregadas entre os tipos de rede AT/MT e BT.

Os investimentos na rede de distribuição são classificados de acordo com os seus potenciais contributos para os seguintes vetores estratégicos:

1. Segurança a Abastecimento (SA): relacionado com a satisfação dos novos consumos e receção de geração, ou seja, são investimentos necessários para satisfazer procura e geração adicional.
2. Qualidade de Serviço Técnica (QST): relacionado com a necessidade de garantir uma maior uniformidade e melhoria da qualidade de serviço técnica.
3. Eficiência da Rede (ER): projetos que visam a redução das perdas na rede de distribuição.
4. Eficiência Operacional (EO): projetos que contribuem para a redução de custos operacionais como, por exemplo, os relacionados com automação.
5. Acesso a Novos Serviços (ANS): projetos inovadores associados à criação de uma rede inteligente, que permitem disponibilizar mais informação aos utilizadores das redes e a consequente prestação de serviços de redes.

Existem também alguns investimentos que não se enquadram em nenhum dos vetores anteriores e que são agregados em “Outros”.

¹⁰ Esta percentagem resultou do trabalho de revisão da estrutura tarifária que ocorreu em 2000.

O estudo apresentado pela EDP Distribuição revela que atualmente grande parte dos investimentos não são justificados pela necessidade de satisfazer procura adicional (vetor Segurança de Abastecimento), considerando tudo o resto como investimentos de substituição (Quadro 3-27). Conclui-se também que a percentagem de investimentos que não é justificada por acréscimos de procura é superior nas redes de AT e de MT.

Quadro 3-27 - Investimentos de substituição nas redes de distribuição

Investimentos de substituição	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Redes de AT e MT	82%	83%	82%	84%	83%	88%
Rede de BT	64%	65%	70%	74%	73%	72%

Com base nestes resultados revê-se em alta, no cálculo dos custos incrementais, as percentagens de investimento de substituição nas redes de distribuição entre 2001 e 2020:

- Entre 2011 e 2016 adotam-se as percentagens indicadas no Quadro 3-27.
- Para o período compreendido entre 2000 e 2011 considera-se uma evolução linear entre os valores destes dois anos, mantendo-se para 2000 a percentagem de 15% considerada anteriormente.
- De 2017 a 2020 assumem-se valores iguais aos observados em 2016.

A alteração deste pressuposto conduz naturalmente a custos incrementais inferiores, uma vez que a percentagem de investimento relacionada com os acréscimos de procura é bastante inferior.

O Quadro 3-28 apresenta, de forma condensada, o investimento de expansão na rede de distribuição obtida na sequência da utilização da metodologia descrita.

Quadro 3-28 - Resumo do investimento de expansão na rede de distribuição de energia elétrica

mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Distribuição em AT	15 887	13 173	15 539	20 227	21 231	27 207	29 966	27 510	21 360	18 496	14 793	8 217	7 424	4 814	5 449	5 280	5 472	8 774	4 189	2 743	2 152	2 049	2 447
Distribuição em MT	118 562	96 390	95 203	86 955	96 881	113 400	129 094	121 191	84 657	52 659	52 029	44 270	32 208	28 542	32 127	29 027	27 694	25 174	15 617	17 338	15 800	15 800	15 652
Distribuição em BT	126 227	115 381	115 355	121 071	114 183	98 098	96 602	95 756	79 322	58 391	56 522	65 984	49 554	44 541	41 013	33 257	25 485	27 102	31 138	32 717	31 234	30 736	32 469
TOTAL	260 676	224 944	226 096	228 253	232 295	238 705	255 662	244 456	185 339	129 545	123 344	118 471	89 186	77 897	78 588	67 564	58 651	61 050	50 944	52 798	49 186	48 585	50 569

Fonte: EDP Distribuição;

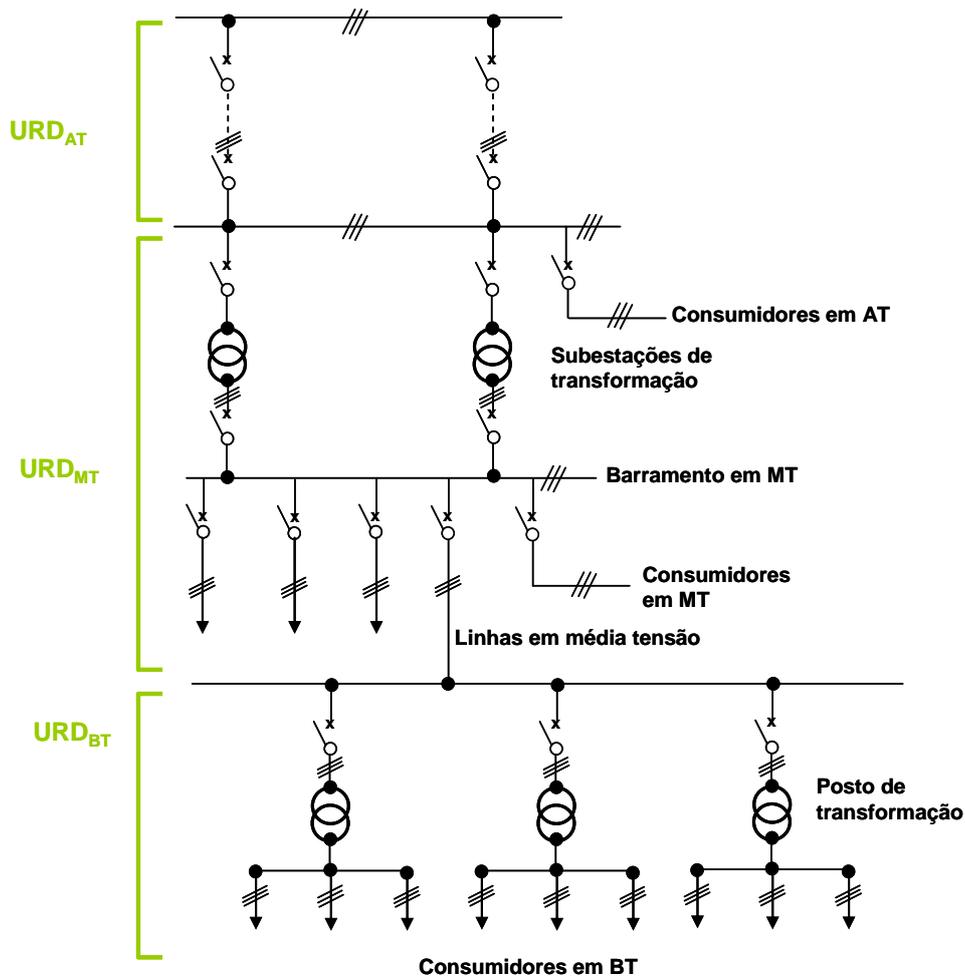
Nota: Não inclui Iluminação Pública; Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico.

Classificação dos investimentos

Os investimentos necessários à existência de uma rede de distribuição podem ser classificados como investimentos em troços periféricos e troços comuns. Esta é uma tarefa que pode revestir-se de alguma dificuldade, pois não está estipulado qual o limiar do número de clientes que torna um cliente “marginal” em relação ao conjunto, além de que uma determinada estrutura pode ser periférica para alguns clientes, que sirva diretamente, mas também ser comum para outros clientes, como é exemplo uma rede de AT que serve os clientes ligados nesse nível de tensão, mas também alimenta clientes em MT e BT. De facto, devido à agregação da rede, à medida que aumenta o nível de tensão a rede é utilizada para satisfazer mais clientes.

A Figura 3-1 ilustra esquematicamente o sistema da rede de distribuição de energia elétrica.

Figura 3-1 - Sistema de distribuição de energia elétrica



Tendo em conta a estrutura da rede de distribuição de energia elétrica e os seus componentes nos diversos níveis de tensão, adotou-se uma classificação entre troços comuns, troços periféricos e troços mistos, sendo esta última designação adotada sempre que a desagregação das rúbricas de investimento não permite a sua afetação a troços comuns ou periféricos. A classificação adotada é observável no Quadro 3-29.

Quadro 3-29 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de energia elétrica

	Classificação
Distribuição em AT	
Linhas aéreas	Troço misto
Cabos subterrâneos	Troço misto
Postos de corte e seccionamento	Troço misto
Distribuição em MT	
Linhas aéreas	Troço misto
Cabos subterrâneos	Troço misto
Subestações	Troço comum
Postos de corte e seccionamento	Troço comum
Distribuição em BT	
Redes aéreas	Troço misto
Redes subterrâneas	Troço misto
Chegadas aéreas	Troço periférico
Chegadas subterrâneas	Troço periférico
Postos de transformação e seccionamento	Troço misto

Os postos de transformação e seccionamento (PT) da rede de BT têm sido classificados como troços comuns da rede de distribuição. No estudo apresentado à ERSE, a EDP Distribuição propõe que os PT passem a ser considerados como troços mistos, com 20% dos investimentos alocados ao troço periférico e 80% ao troço comum, dado que se verifica um número significativo de PT que alimenta um número reduzido de clientes. Segundo a EDP Distribuição cerca de 17% dos PT alimentam até 5 clientes e cerca de 23% alimentam até 10 clientes.

Esta alteração tem implicações na estrutura de pagamentos da rede de BT, aumentando-se o peso da componente recuperada através do termo de potência contratada. Anteriormente este investimento era totalmente afeto à potência média em horas de ponta, por se considerar que era troço comum, passando agora 20% do mesmo a ser afeto à potência contratada.

No Quadro 3-30 apresenta-se a repartição dos troços mistos em troços comuns e periféricos em cada rede de distribuição. Dado o menor número de clientes ligados às redes de maiores níveis de tensão, a percentagem afeta à potência contratada é menor nas redes de maiores níveis de tensão. Assim, é natural que a rede de distribuição em BT (redes) seja a que apresenta a maior percentagem de troços periféricos.

Quadro 3-30 - Repartição dos investimentos relativos a troços mistos

	T. Comum	T. Periférico
Troço misto em AT	90%	10%
Troço misto em MT	67%	33%
Troço misto em BT - Redes	50%	50%
Troço misto em BT - PTs	80%	20%

Custos de operação e manutenção

O investimento realizado nas redes, em cada ano, acarreta custos de operação e manutenção, que dependem não só do investimento realizado em cada ano, mas também do nível de investimento em anos anteriores. Assim, para o cálculo dos custos incrementais é necessário considerar além dos investimentos incrementais, os custos de operação e manutenção daí advinentes.

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção inerentes ao investimento, utilizaram-se as percentagens apresentadas no estudo da EDP Distribuição (Quadro 3-31), que resultam do peso dos custos operacionais diretos e indiretos no ativo corpóreo bruto.

Quadro 3-31 - Custos de operação e manutenção

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AT	3,3%	3,1%	4,4%	4,0%	4,6%	4,4%	4,8%	4,5%	4,3%	2,9%	3,3%	3,7%	2,6%	4,3%	4,5%	4,4%	4,5%
MT	3,6%	3,2%	3,1%	3,5%	3,6%	3,6%	4,0%	3,5%	3,3%	1,8%	1,9%	2,4%	1,7%	2,3%	3,4%	3,4%	3,4%
BT	4,2%	4,6%	4,5%	4,3%	4,4%	4,7%	6,3%	5,2%	5,2%	3,8%	4,1%	4,4%	3,8%	3,8%	4,9%	4,9%	5,9%

Para o período compreendido entre 1998 e 2001 foram consideradas as percentagens de 2002 e para 2019 e 2020 as percentagens de 2018.

Procura

Tal como já foi referido os investimentos em troços comuns são condicionados pelos acréscimos de potência em horas de ponta, enquanto os investimentos em troços periféricos são condicionados pelos acréscimos de potência contratada na rede. Para o cálculo dos custos incrementais foi considerado que o investimento realizado no ano t é justificado pelos acréscimos de procura no ano $t+1$.

As quantidades das redes de distribuição são calculadas a partir das quantidades entregues a todos os clientes (clientes do comercializador de último recurso e clientes dos restantes comercializadores), aplicando-se os fatores de ajustamento para perdas ao longo das redes e considerando, sempre que necessário, diagramas de carga tipo.

A potência contratada de determinada rede é igual à potência contratada dos clientes ligados nesse nível de tensão mais a potência em horas de ponta dos clientes ligados nos níveis de tensão a jusante, ajustadas para perdas ao longo das redes, considerando um fator de simultaneidade.

A potência média em horas de ponta apenas foi introduzida como variável de faturação em 2002, não existindo medições para os anos anteriores. Assim, a potência em horas de ponta em cada nível de tensão, entre 1998 e 2001, foi determinada através do quociente entre a energia em horas de ponta verificada em cada ano e o número de horas de ponta equivalente verificado em 2002 (determinado pelo rácio entre a energia em horas de ponta e a potência em horas de ponta).

No Quadro 3-32 apresentam-se os valores de procura para o período 1998-2020. Este foi um período em que ocorreram reduções na potência em alguns anos. A metodologia adotada para o cálculo do custo incremental consiste em relacionar acréscimos de investimento com acréscimos de procura, o que significa que metodologicamente não faz sentido considerar reduções de procura. Assim, as séries de potência indicadas foram corrigidas, no sentido de o valor de determinado ano ser igual ao do ano anterior, sempre que se verifique uma redução da procura.

Outros pressupostos

Para efeitos de atualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura considerou-se uma taxa de atualização coincidente com a taxa de remuneração de 2017 da atividade de distribuição de energia elétrica, 6,765%.

De modo a calcular a anuidade dos vários investimentos, para os anos entre 1998 e 2020 foi adotada uma vida útil média dos equipamentos da rede de distribuição, de 25 anos.

Quadro 3-32 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição

AT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Potência (kW)																							
H. ponta	4 203 873	4 486 363	4 740 585	5 023 386	4 984 583	5 210 482	5 565 979	5 898 481	6 078 514	6 098 140	6 137 074	6 763 487	6 858 144	7 041 456	6 431 630	6 289 095	6 338 467	6 278 382	6 361 726	6 360 898	6 489 943	6 537 503	6 624 899
Contratada	5 547 000	5 902 235	6 320 037	6 678 347	6 596 032	6 861 923	7 351 342	7 757 068	8 012 274	8 097 941	8 127 210	8 879 546	8 918 468	9 147 069	8 542 257	8 306 460	8 343 825	8 380 328	8 820 516	8 862 058	8 989 078	9 021 859	9 054 750
MT																							
Potência (kW)																							
H. ponta	3 596 799	3 860 351	4 082 209	4 325 035	4 296 652	4 486 131	4 769 160	5 003 191	5 159 200	5 148 173	5 224 023	5 826 083	5 749 800	5 653 332	5 444 833	5 309 941	5 326 081	5 283 735	5 365 419	5 359 624	5 480 744	5 522 213	5 580 857
Contratada	7 019 392	7 442 702	7 798 089	8 171 336	9 152 319	9 176 540	10 386 514	8 897 713	9 141 235	10 328 594	9 663 240	9 994 124	10 208 370	10 208 212	9 987 687	9 794 303	9 773 571	9 694 932	9 803 689	9 849 858	9 978 495	10 014 877	10 051 381
BT																							
Potência (kW)																							
H. ponta	2 132 848	2 312 990	2 452 697	2 559 795	2 599 726	2 706 085	2 844 082	2 983 655	3 078 911	3 133 829	3 161 086	3 325 192	3 425 337	3 285 324	3 065 389	2 958 189	2 936 440	2 868 920	2 920 550	2 905 469	3 005 933	3 009 008	3 032 787
Contratada	27 021 942	29 641 727	30 609 552	31 992 563	32 989 462	34 224 860	35 221 739	34 702 646	36 078 071	37 732 414	38 171 999	38 553 256	38 906 531	39 009 216	38 721 021	38 962 788	38 145 948	38 199 147	38 533 336	38 714 065	38 852 226	38 993 075	39 134 398

3.1.4.2 CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 3-33 sintetiza os custos incrementais em vigor e os custos incrementais que resultam da análise agora efetuada (CI estudo ERSE). Verifica-se uma 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 é inferior no custo incremental de potência contratada na BT, devido a uma maior imputação de investimentos a esta variável, conforme previamente justificado. O detalhe do modo de cálculo dos custos incrementais é apresentado no Anexo III.

A adoção nas tarifas de 2018 destes novos custos incrementais iria significar um acréscimo significativo no preço de potência contratada das tarifas de acesso às redes de BTN, pelo que se considera que a adoção do novo custo incremental de potência contratada deve ser efetuada em dois anos, sendo o valor considerado nas tarifas de 2018 85% do valor determinado no estudo dos custos incrementais.

Quadro 3-33 - Custos incrementais rede de distribuição

	CI Tarifas 2017 (€/kW/mês)	CI estudo ERSE (€/kW/mês)	CI Tarifas 2018 (€/kW/mês)	Estudo ERSE/Tarifas 2017	Tarifas 2018/Tarifas 2017
Potência contratada AT	0,1253	0,0749	0,0749	-40%	-40%
Potência ponta AT	1,4580	0,8637	0,8637	-41%	-41%
Potência contratada MT	1,1548	0,7206	0,7206	-38%	-38%
Potência ponta MT	6,8863	4,3601	4,3601	-37%	-37%
Potência contratada BT	0,6581	0,5686	0,4833	-14%	-27%
Potência ponta BT	8,6313	5,3749	5,3749	-38%	-38%

O Quadro 3-34 apresenta o peso das receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta no total das receitas incrementais de cada rede de distribuição, assim como para o conjunto das redes de distribuição em AT e MT. Comparam-se os resultados obtidos com a situação atual, verificando-se que a estrutura das receitas permanece inalterada nas redes de AT e de MT. Em contrapartida, na rede de BT verifica-se uma transferência na estrutura de receitas da variável de faturação potência em horas de ponta para potência contratada.

Quadro 3-34 - Peso das receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas receitas incrementais totais

	CI Tarifas 2017		CI estudo ERSE		CI Tarifas 2018	
	$R_{Php} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Pc} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Php} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Pc} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Php} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Pc} / (R_{Php} + R_{Pc})$
AT+MT	79%	21%	79%	21%	79%	21%
AT	89%	11%	89%	11%	89%	11%
MT	77%	23%	77%	23%	77%	23%
BT	50%	50%	42%	58%	46%	54%

R_{Php} : Receitas incrementais proporcionadas pela variável de potência de horas de ponta

R_{Pc} : Receitas incrementais proporcionadas pela variável de potência contratada

O Quadro 3-35 analisa o peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT, e permite observar uma manutenção da situação face aos custos incrementais atualmente em vigor.

Quadro 3-35 - Peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT

	CI Tarifas 2017	CI Tarifas 2018
$R_{AT} / (R_{AT} + R_{MT})$	17,7%	16,8%

Em suma, os resultados apresentados apontam para uma manutenção da estrutura de pagamentos pela utilização nas redes de AT e de MT e de uma alteração da estrutura de pagamentos na rede de BT entre as variáveis de faturação potência em horas de ponta e potência contratada.

A EDP Distribuição complementa o seu estudo com uma proposta de aplicação de fatores multiplicativos com incidência apenas na potência contratada. Essa é uma alteração da metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário que não foi discutida com os agentes na recente consulta pública, facto que determina não ser possível aceitar esta proposta. Contudo, importa deste já referir que essa alteração metodológica tem vantagens e desvantagens. Por um lado, do ponto de vista da eficiência económica é uma opção mais adequada porque se afeta o escalamento apenas a esta componente com uma elasticidade mais reduzida. Todavia, do ponto de vista da equidade é discutível, uma vez que o peso da potência contratada na fatura dos consumidores domésticos é bastante superior.

Quando os preços iguais a custos incrementais não permitem obter os proveitos permitidos, são aplicados aos custos incrementais fatores multiplicativos de forma a proporcionar os proveitos permitidos, mas mantendo a estrutura dos custos incrementais.

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

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

No Quadro 3-36 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

Quadro 3-36 - Fatores aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes de distribuição

Fatores de escalamento rede de distribuição	
Redes Distribuição AT e MT	0,59
Rede Distribuição BT	1,40

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

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

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

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

3.2 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de energia adotada durante o período regulatório de 2015-2017, resultante de um estudo apresentado no documento “*Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2015*”, foi orientada pelos custos marginais de aprovisionamento de energia no mercado diário espanhol nos anos de 2012 e 2013. A razão para não utilizar nessa altura os preços do mercado diário português deveu-se à existência de horas de desacoplamento, especialmente no período de super-vazio, onde se observavam alguns períodos de congestionamento.¹¹

Esta opção tinha por base a expectativa que durante o período regulatório de 2015-2017 fosse possível reduzir esses momentos de congestionamento através de um reforço das interligações entre Espanha e Portugal. A redução do congestionamento nas interligações levaria a prazo a uma maior convergência dos preços de energia em Portugal para os níveis observados em Espanha, dada a maior dimensão deste último mercado.

O início de um novo período regulatório (2018-2020), o contínuo e aprofundado processo de integração de mercados e a influência de tecnologias de produção marginais caracterizadas por custos variáveis de produção semelhantes no espaço ibérico, como consequência dos objetivos de descarbonização da produção de energia elétrica, justificam uma reavaliação da estrutura dos preços de energia.

A Figura 3-2 apresenta a formação de preço no mercado diário do tipo marginalista dependente dos custos variáveis da tecnologia marginal que é chamada a satisfazer a procura em cada hora. Os blocos de potência de venda de energia por parte dos diversos geradores, dependentes dos custos variáveis de cada tecnologia, são ordenados por ordem crescente de preços.

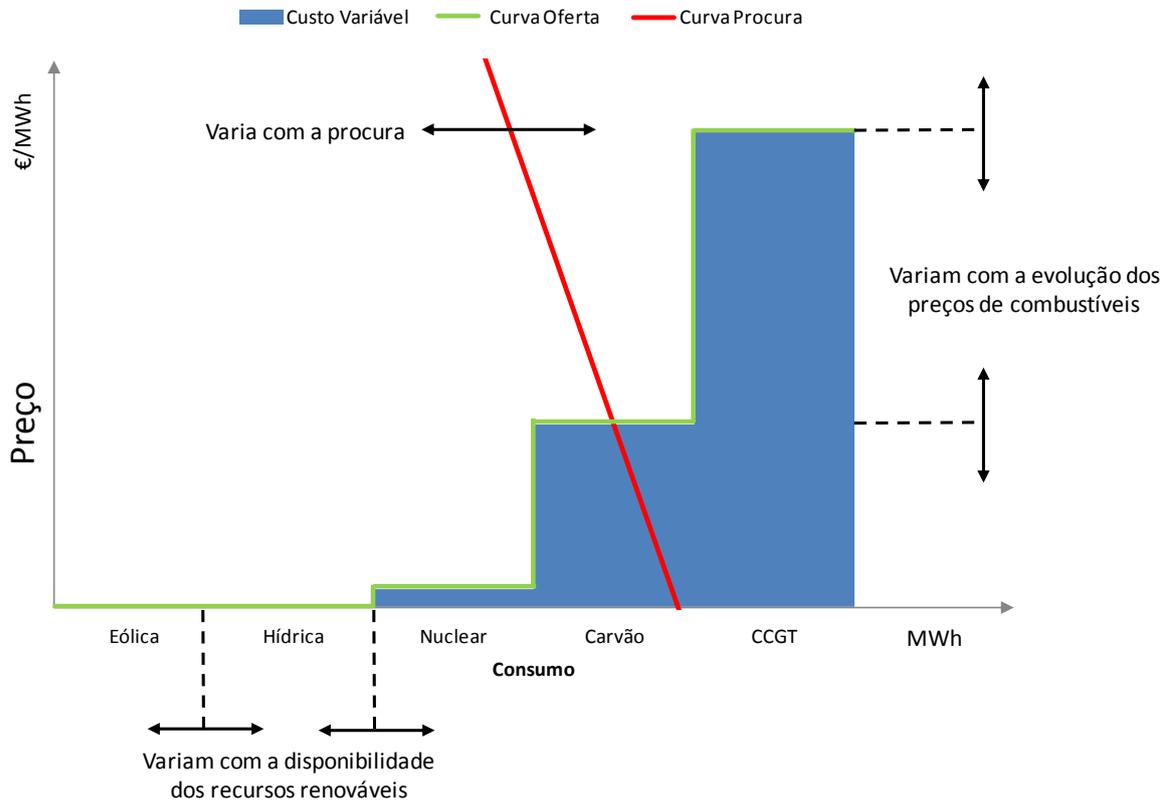
Os blocos de potência de compra por parte dos comercializadores ou clientes (agentes de mercado) são ordenados por ordem decrescente de preço. A procura a satisfazer coincidente com a oferta a despachar é encontrada no ponto de interseção das duas curvas, definindo-se o preço marginal a pagar por todos os comercializadores/clientes e a receber por todos os geradores.

A curva da oferta caracteriza-se pelo tipo de tecnologia de produção, pela disponibilidade de recursos endógenos (hidraulicidade e eolicidade) e pelos preços dos combustíveis. Devido em parte ao acentuado crescimento da geração a partir de fontes renováveis é expectável que a curva de preços do lado da oferta apresente um bloco de potência oferecido a preço nulo acentuado. Este bloco de potência apresenta variabilidade sazonal dependente das condições climatéricas.

¹¹ Durante o período de super vazio observava-se maioritariamente um fluxo importador no sentido Espanha-Portugal, devido à influência do parque nuclear espanhol e à existência de elevada potência de bombagem em Portugal.

Por seu lado, a curva da procura é influenciada pelo comportamento da atividade humana, nomeadamente ao longo do dia e da semana, sendo que a procura nas horas diurnas é substancialmente superior à das horas noturnas, o mesmo se passando entre os dias úteis e os fins-de-semana e feriados.

Figura 3-2 - Curvas da oferta e procura e formação de preço



Da conjugação de ambas as curvas resulta que durante o dia nos dias úteis o preço é definido pelas centrais de custos variáveis mais elevados, sendo que durante a noite e nos fins-de-semana e feriados se verifica que as centrais de custos variáveis mais reduzidos são determinantes.

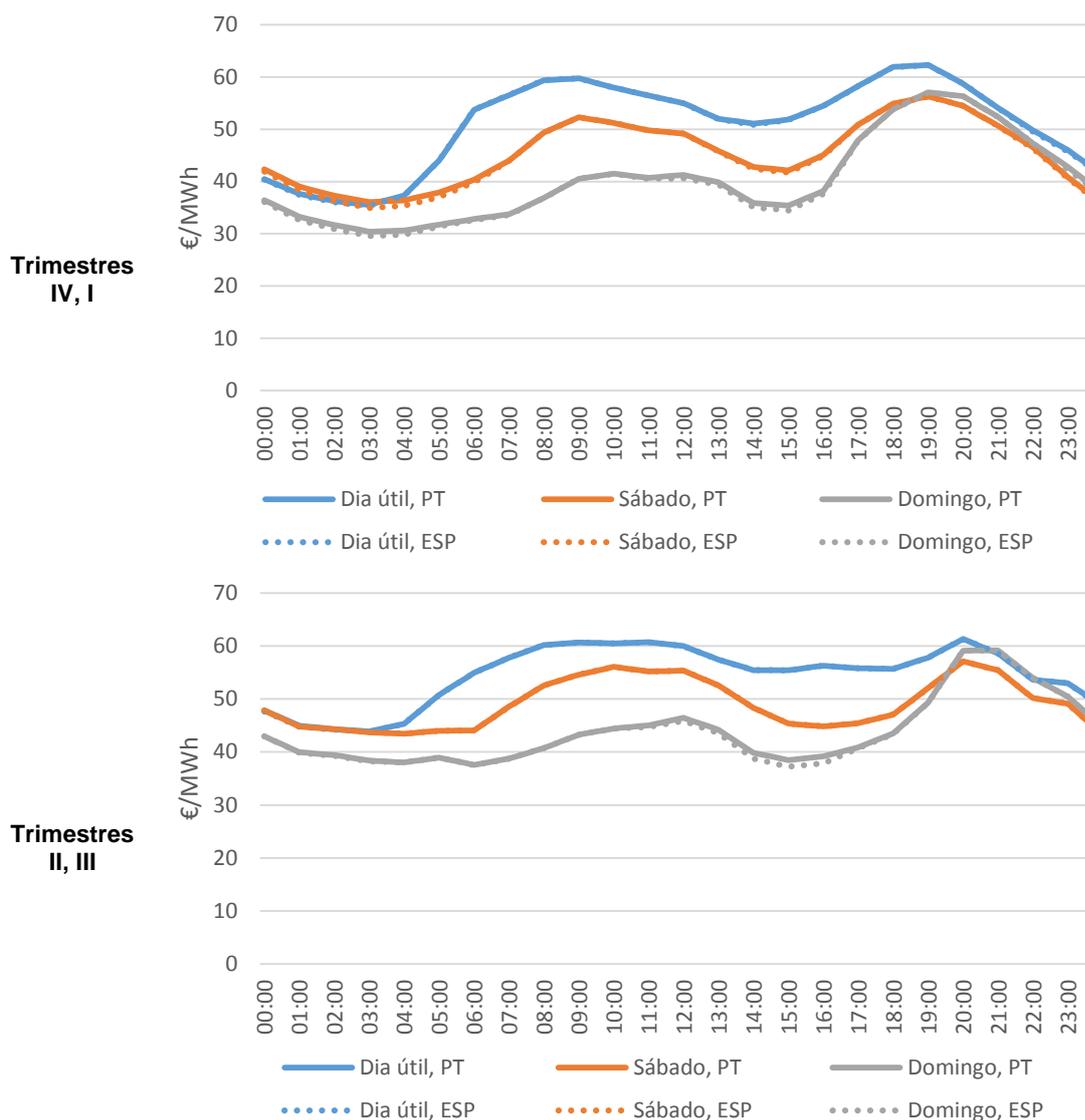
A elevada penetração de geração a partir de fontes de energia renovável com custos variáveis nulos, ou muito reduzidos, tem vindo a condicionar o número de horas de funcionamento de tecnologias tradicionais tal como o ciclo combinado. Em determinados períodos do dia e/ou do ano, em resultado da abundância de recursos renováveis e da crescente potência instalada, a sua influência tem sido marcante observando-se diversas situações de preços horários nulos.

De igual modo, a elevada penetração de geração renovável, designadamente não controlável, tem vindo a acentuar a variabilidade e diferenciação de preços ao longo do ano, dependente da sazonalidade associada às condições climáticas, e a diferenciação de preços ao longo do dia e semana, dependente da intensidade da procura. Esta situação conduz claramente à necessidade de fomentar uma maior

flexibilidade da procura e o armazenamento do lado da oferta, designadamente através da utilização da bombagem, opções justificadas pelos diferenciais de preços entre as várias horas do dia e da semana.

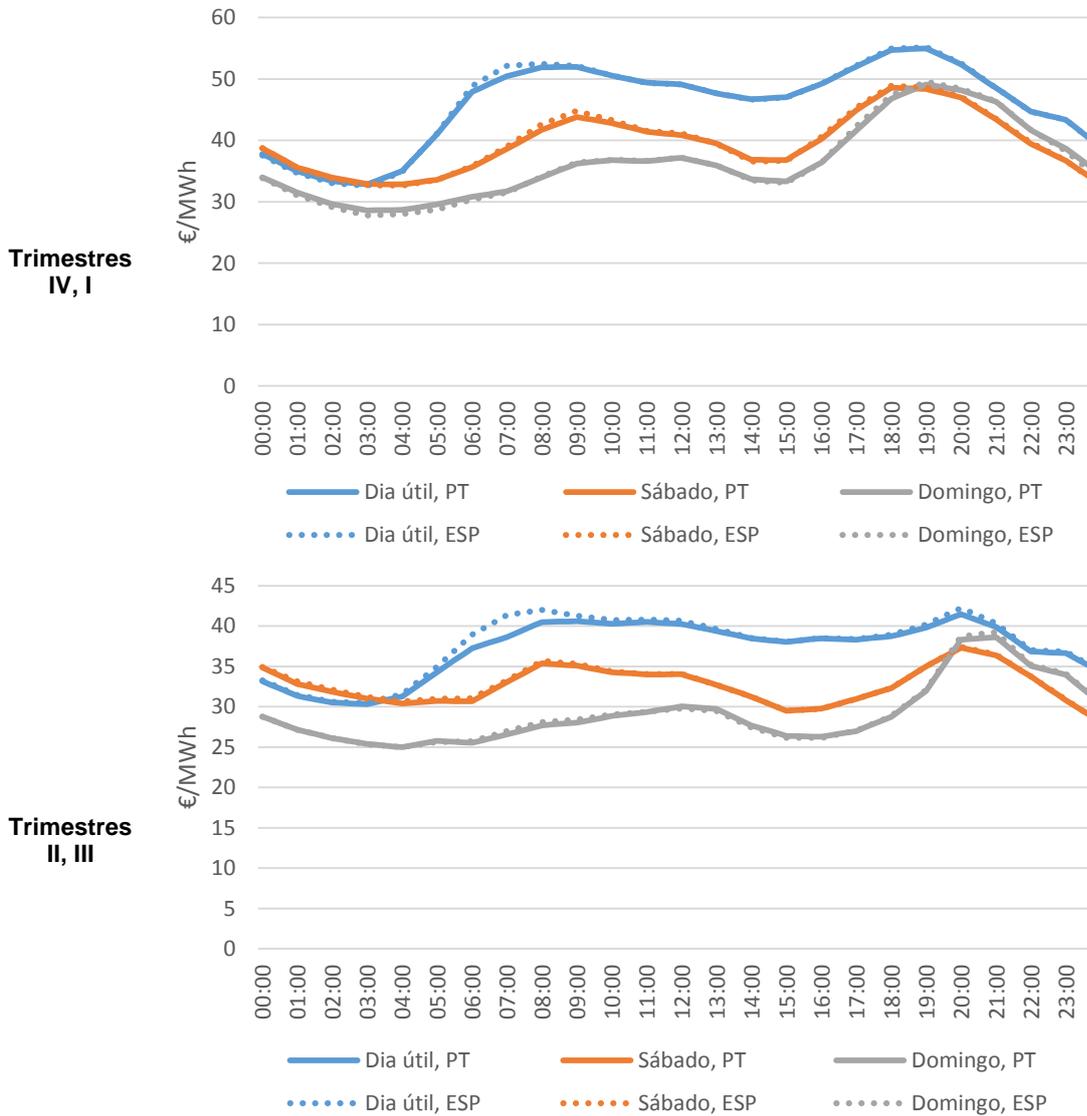
Na Figura 3-3 e Figura 3-4 apresenta-se o preço médio horário de energia elétrica em Portugal e Espanha para os anos 2015 e 2016, respetivamente. A separação por tipo de dia permite verificar que os dias úteis se caracterizam pela existência de preços mais elevados comparativamente com os fins-de-semana.

Figura 3-3 - Preço médio horário de energia em Portugal e Espanha por tipo de dia, em 2015



Por outro lado é também possível constatar que o período húmido (trimestres IV e I) evidencia com maior nitidez um comportamento de *'double peak'* (ponta dupla) ao longo do dia, em comparação com o período seco (trimestres II e III). A principal conclusão a retirar destes gráficos é a proximidade nos preços médios horários entre Portugal e Espanha.

Figura 3-4 - Preço médio horário de energia em Portugal e Espanha por tipo de dia, em 2016



Uma vez que a tarifa de energia define preços distintos para os quatro períodos tarifários (ponta, cheias, vazio normal e super vazio), diferenciando ainda entre o período húmido (trimestres IV e I) e o período seco (trimestres II e III), é necessário cruzar os preços de energia elétrica com os períodos horários em vigor em Portugal.

À semelhança da análise efetuada no documento “*Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2015*”, utilizou-se como ciclo de contagem de referência o ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental (ver Figura 3-5).

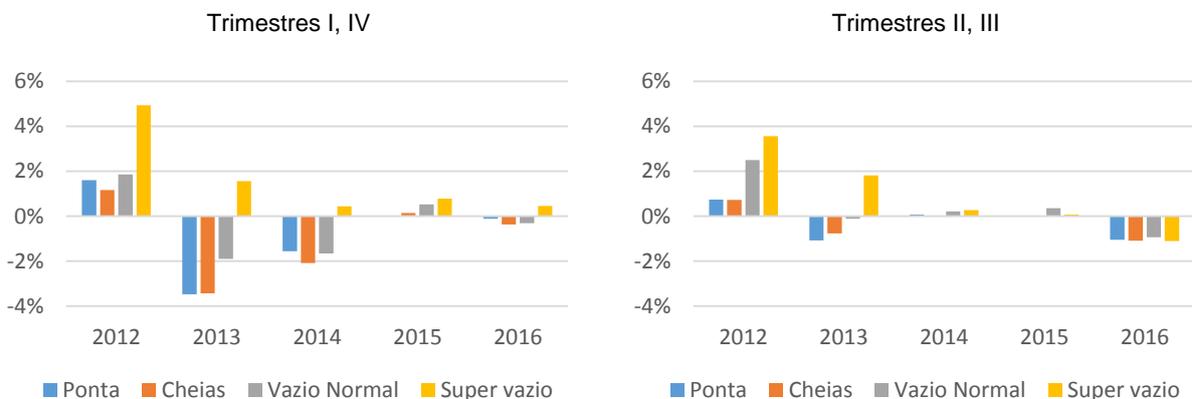
Figura 3-5 - Ciclo Semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental

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

Fonte: ERSE

Recorrendo ao ciclo semanal apresentado na Figura 3-5, determinaram-se os preços por período tarifário e por trimestre para os anos de 2012 a 2016. De seguida expressou-se o diferencial de preços entre Portugal e Espanha em percentagem do preço em Portugal. Logo, um diferencial positivo indica que Portugal apresentou preços para a energia elétrica mais elevados do que Espanha. A Figura 3-6 apresenta este diferencial de preços.

Figura 3-6 - Diferencial de preços de energia elétrica no mercado diário entre Portugal e Espanha, em percentagem do preço em Portugal



Fonte: OMIE, ERSE

No geral a figura permite verificar que o desacoplamento de mercados entre Portugal e Espanha diminuiu significativamente face aos valores observados em 2012, especialmente durante o ano de 2015. No entanto, também se observa que este desacoplamento aumentou ligeiramente em 2016, na presença de preços mais baixos em Portugal em aproximadamente 1% face a Espanha. Logo, embora se tenha assistido a uma maior convergência dos preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, não é possível afirmar que essa convergência esteja concluída. Em função desta observação a ERSE voltará a definir a estrutura dos custos marginais da tarifa de energia com base na estrutura de preços verificada em Espanha, uma vez que o mercado espanhol tem um maior peso no âmbito do mercado ibérico.

Tendo em conta que no último processo de atualização dos custos marginais da tarifa de energia foram utilizados os preços de energia elétrica dos anos 2012 e 2013, recorreu-se agora aos dados de 2015 e 2016 para proceder a nova atualização. O Quadro 3-37 apresenta a nova estrutura de custos marginais a utilizar nas tarifas do ano 2018, em comparação com a estrutura em vigor nas tarifas de 2017, a qual está em vigor desde o ano 2015. Os novos custos marginais da tarifa de energia, medidos por unidade (p.u.) aumentam no super vazio (especialmente no inverno), e diminuem nos restantes períodos (especialmente na ponta).

Quadro 3-37 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia

Energia ativa		Tarifas 2018		Tarifas 2017		Δ (2018-2017)
		p.u.		p.u.		
Trimestres I, IV	Ponta	1,217	1,255	1,255	1,255	-0,038
	Cheias	1,137	1,144	1,144	1,144	-0,007
	Vazio Normal	0,916	0,918	0,918	0,918	-0,002
	Super vazio	0,815	0,718	0,718	0,718	0,097
Trimestres II, III	Ponta	1,123	1,165	1,165	1,165	-0,042
	Cheias	1,058	1,077	1,077	1,077	-0,019
	Vazio Normal	0,873	0,886	0,886	0,886	-0,013
	Super vazio	0,847	0,794	0,794	0,794	0,053

3.3 TARIFAS 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 AT/MT.
- Tarifa de Comercialização em BTE.
- Tarifa de Comercialização em BTN.

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

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

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

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

O documento “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2009”, publicado em dezembro de 2008, detalha como foram calculados os custos médios de referência e justifica as opções metodológicas assumidas, nomeadamente a repartição dos custos associados aos processos da atividade de comercialização entre o termo fixo (cobranças e faturação), o termo variável de energia (necessidades de capital circulante) e ambos os termos (reclamações e atendimento). Existem outros custos que apresentam natureza fixa e que não se relacionam de forma particular, nem com o número de clientes, nem com a energia fornecida, como por exemplo os custos com sistemas informáticos ou os custos com as funções de *back-office*.

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

Os custos médios de referência devem ser escalados para que o seu produto pelas quantidades entregues proporcione os proveitos permitidos.

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

4 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O princípio da aditividade tarifária consiste na definição de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por atividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do Comercializador de Último Recurso, nomeadamente; (i) tarifa de Energia, (ii) tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador, (iii) tarifa de Uso Global do Sistema, (iv) tarifa de Uso da Rede de Transporte, (v) tarifas de Uso da Rede de Distribuição e (vi) tarifa de Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do princípio da aditividade tarifária são obtidas adicionando, em cada nível de tensão e opção tarifária, os preços resultantes da conversão das tarifas por atividade.

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. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, o qual estabelece uma evolução gradual da estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais para aquela que resulta da adição das tarifas por atividade a montante, mediante a limitação das variações por termo tarifário (preço).

Neste capítulo apresenta-se a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais, a qual resulta do processo de convergência entre as tarifas em vigor no ano anterior e as referidas tarifas aditivas.

A diretiva europeia do mercado interno da energia¹² define a atividade de comercialização de energia elétrica no contexto de mercado, deixando para a comercialização de último recurso um papel residual no âmbito dos clientes vulneráveis. Assim, o enquadramento legislativo nacional definiu o calendário de extinção das tarifas reguladas do Comercializador de Último Recurso, tendo iniciado o processo a partir dos consumidores de maior dimensão¹³.

Desde 2011 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes do Comercializador de Último Recurso em MAT, AT, MT e BTE, em Portugal continental. Em 2014 extinguiram-se as tarifas transitórias em MAT.

O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, estendeu o processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN). Nos termos do referido Decreto-Lei, as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em BTN são extintas: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência

¹² Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

¹³ As Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira estão dispensadas do cumprimento desta disposição das Diretivas ao abrigo do estatuto de pequenas redes isoladas.

contratada superior ou igual a 10,35 kVA; (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Este Decreto-Lei vem também estabelecer um regime transitório em que é imposta aos comercializadores de último recurso a obrigação de continuarem a fornecer estes clientes, sendo-lhes aplicadas tarifas transitórias fixadas pela ERSE. Este período transitório termina a 31 de dezembro de 2020.

Assim, a partir de 1 de janeiro de 2013, as tarifas de Venda a Clientes finais publicadas pela ERSE para Portugal continental passaram a ter um caráter transitório, sendo suscetíveis de ajustamentos ao longo do ano. O fator de agravamento considerado nas tarifas transitórias de BTN que entram em vigor em janeiro de 2018 é nulo. Nos termos da lei as tarifas em BTN não têm agravamento.

Nas figuras deste capítulo são utilizados diversos acrónimos cujo significado é apresentado em Anexo.

4.1 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL EM BTN PARA AS TARIFAS ADITIVAS

Na presente secção descreve-se o processo de convergência para as tarifas aditivas e apresenta-se a estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (TVCF) em BTN do comercializador de último recurso a vigorarem durante o ano de 2018 em Portugal continental.

As TVCF são orientadas pela soma das tarifas por atividade (tarifas aditivas) e a sua estrutura converge gradualmente para os preços aditivos, através de um mecanismo de convergência que assegura a limitação de impactes dessa convergência sobre os clientes. As tarifas aditivas respeitam a melhor aproximação *ex-ante* dos preços praticados no mercado liberalizado e, portanto, representam um referencial relevante para as tarifas transitórias do comercializador de último recurso.

Na primeira ilustração da Figura 4-1 apresentam-se as variações anuais das tarifas aditivas de 2018 e da TVCF de 2018 face à TVCF de 2017, por opção tarifária de BTN em Portugal Continental.¹⁴ As variações anuais das tarifas aditivas refletem as variações necessárias caso os preços da TVCF de 2017 fossem diretamente alterados para as tarifas aditivas de 2018.

No entanto, de forma a limitar os impactes tarifários para os vários consumidores, o Regulamento Tarifário prevê na Secção VI do Capítulo V um mecanismo de limitação de acréscimos tarifários resultantes da convergência para as tarifas aditivas. Anualmente é definida uma variação máxima por termo tarifário. Esse limite foi estabelecido em 0,5 pontos percentuais acima da variação global para as opções tarifárias

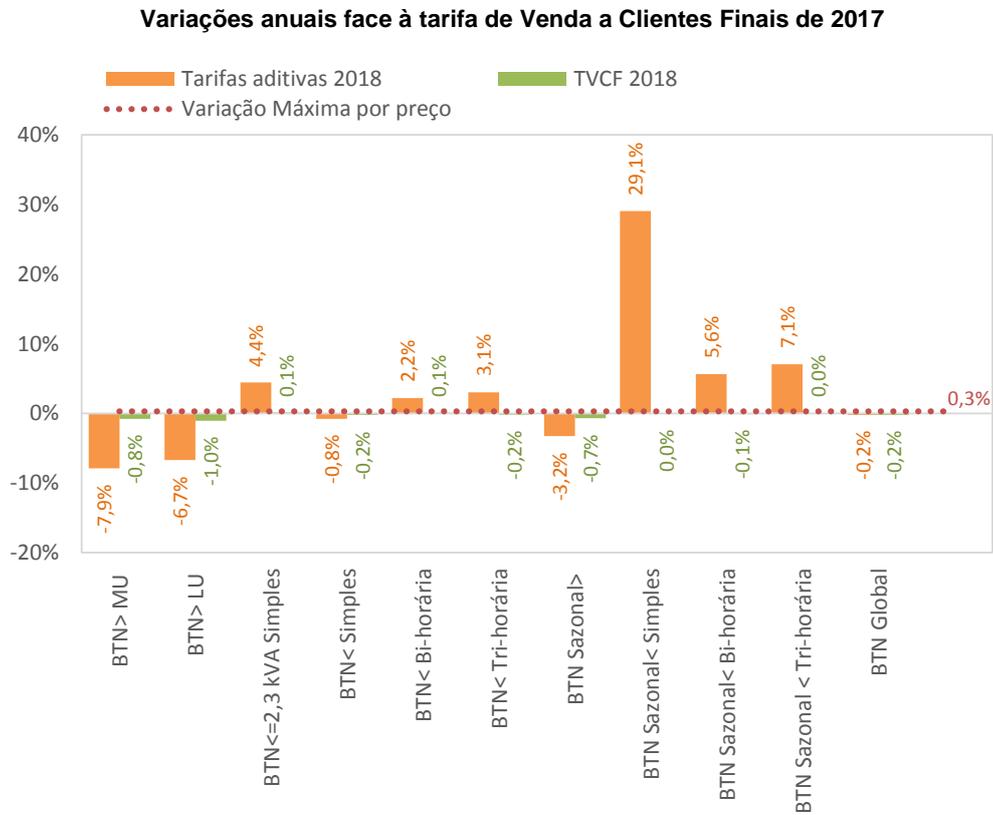
¹⁴ De forma a captar apenas a variação relacionada com os preços das variáveis de faturação, os preços médios da TVCF de 2017 foram recalculados para as quantidades previstas para o ano de 2018.

de BTN em 2018. Tendo em conta uma variação tarifária média global na aplicação das tarifas aditivas de -0,2%, para o conjunto dos clientes de BTN, a variação máxima permitida por termo tarifário situa-se em 0,3%.

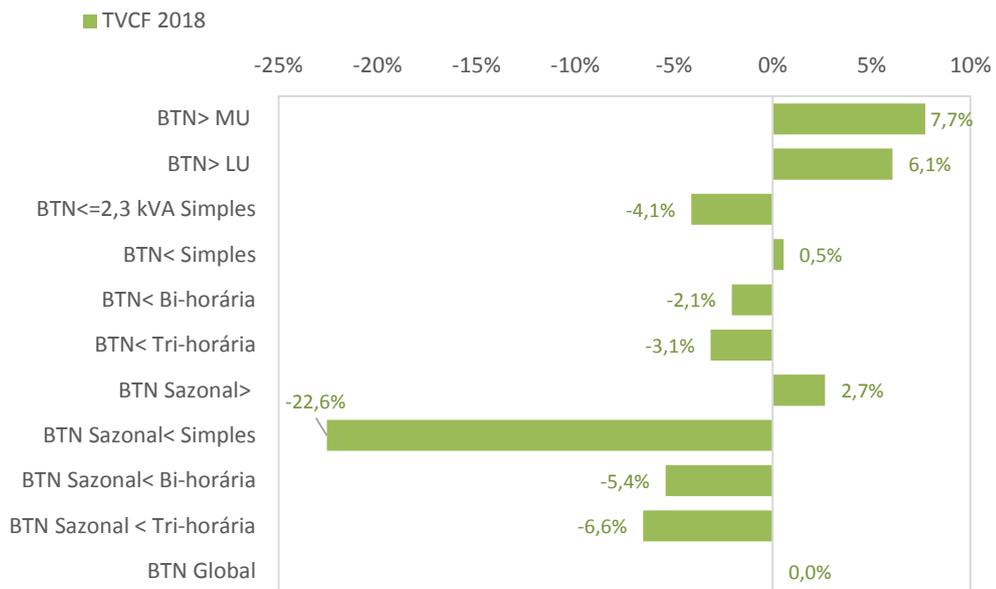
É possível observar na primeira ilustração da Figura 4-1 que todas as variações da TVCF de 2018 são inferiores ou iguais à variação máxima referida anteriormente, o que evidencia a aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas. Por outro lado, verifica-se que para a globalidade de consumos em BTN no mercado regulado a variação tarifária da TVCF é igual em termos médios à variação tarifária que teria sido obtida caso se aplicassem diretamente as tarifas aditivas. Confirma-se assim uma convergência para as tarifas aditivas dentro do agregado de BTN.

A segunda ilustração da Figura 4-1 apresenta o diferencial da TVCF em 2018 em relação às tarifas aditivas para 2018, por opção tarifária em BTN. A figura revela a diferença percentual remanescente nas TVCF para a aditividade tarifária.

Figura 4-1 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, por opção tarifária em BTN



Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2018 face às tarifas aditivas de 2018

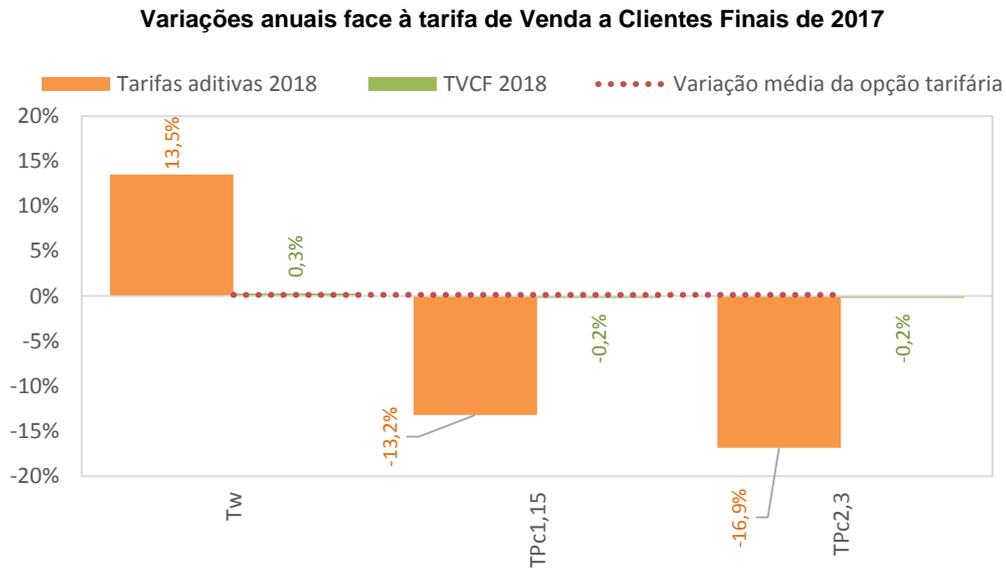


Nota: A tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) de 2017 encontra-se ajustada para as quantidades do ano 2018.

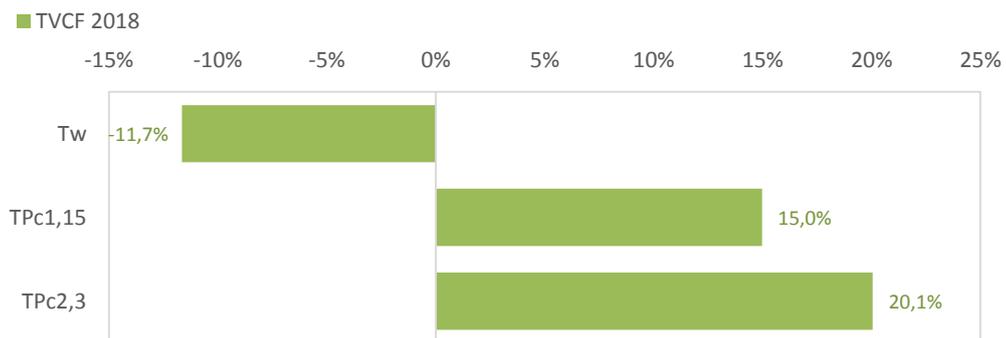
A aditividade tarifária da TVCF média do agregado de clientes em BTN foi alcançada em pleno no ano de 2011, mas conforme revelam as figuras seguintes ainda não foi alcançada a aditividade plena por opção tarifária e preço a preço, devido à necessidade de limitar impactes tarifários significativos.

Da Figura 4-2 à Figura 4-10 analisa-se para algumas opções tarifárias em BTN a convergência tarifária para as tarifas aditivas, seguindo a mesma estrutura gráfica da Figura 4-1.¹⁵

Figura 4-2 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa simples ≤ 2,3 kVA)



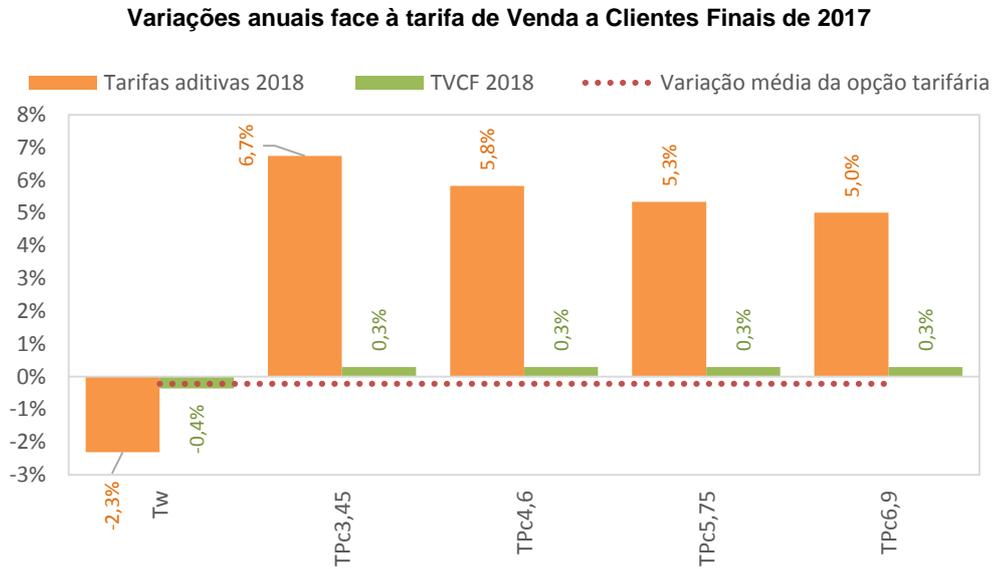
Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2018 face às tarifas aditivas de 2018



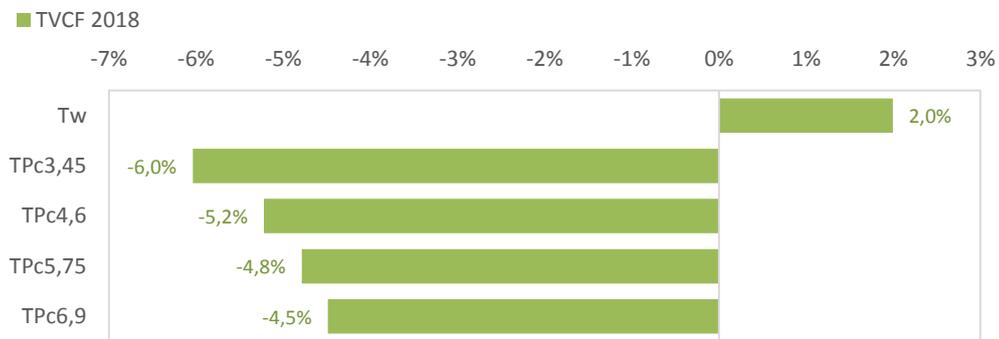
Nota: A tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) de 2017 encontra-se ajustada para as quantidades do ano 2018.

¹⁵ A única diferença prende-se com a linha picotada na primeira das duas ilustrações. Enquanto na Figura 4-1 a linha picotada designava a variação máxima permitida pelo mecanismo de convergência, nas figuras que se seguem a linha picotada identifica a variação média da opção tarifária em causa.

Figura 4-3 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa simples para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA)



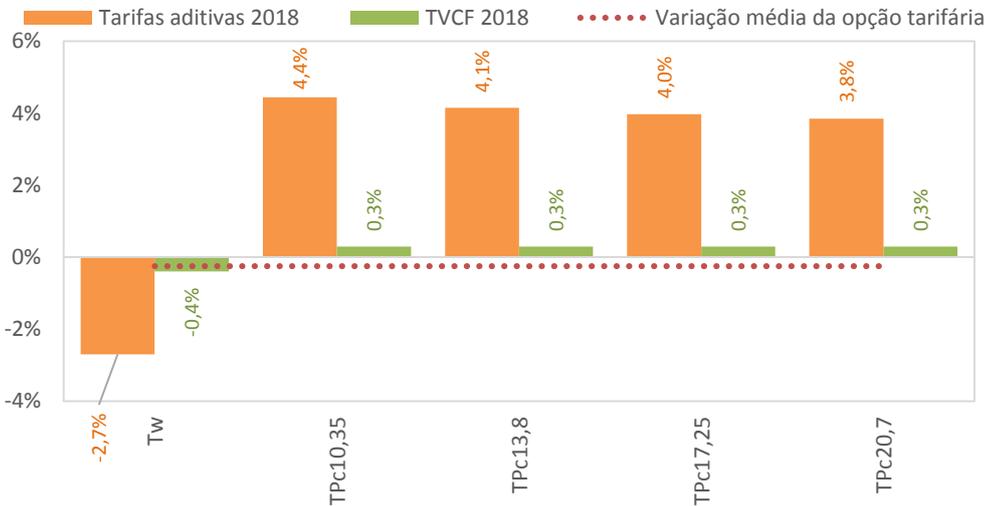
Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2018 face às tarifas aditivas de 2018



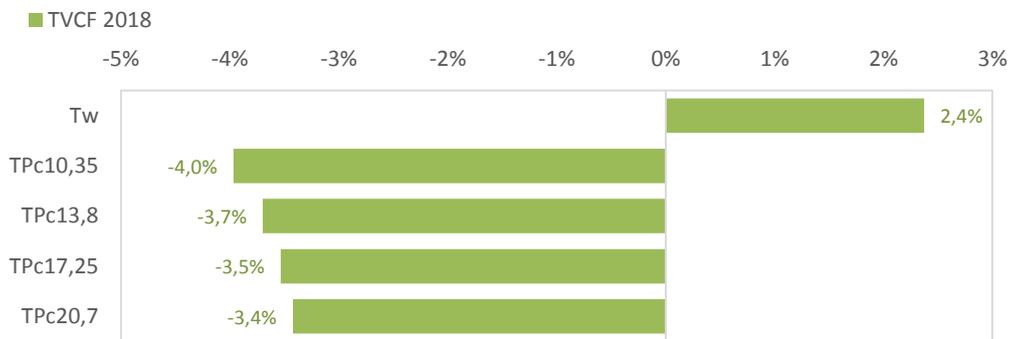
Nota: A tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) de 2017 encontra-se ajustada para as quantidades do ano 2018.

Figura 4-4 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa simples para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA)

Variações anuais face à tarifa de Venda a Clientes Finais de 2017

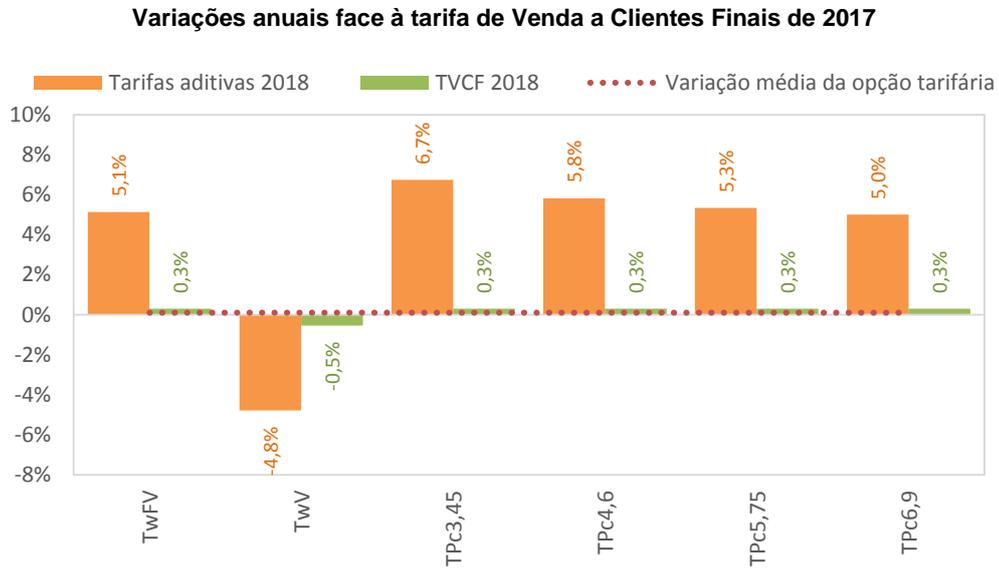


Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2018 face às tarifas aditivas de 2018

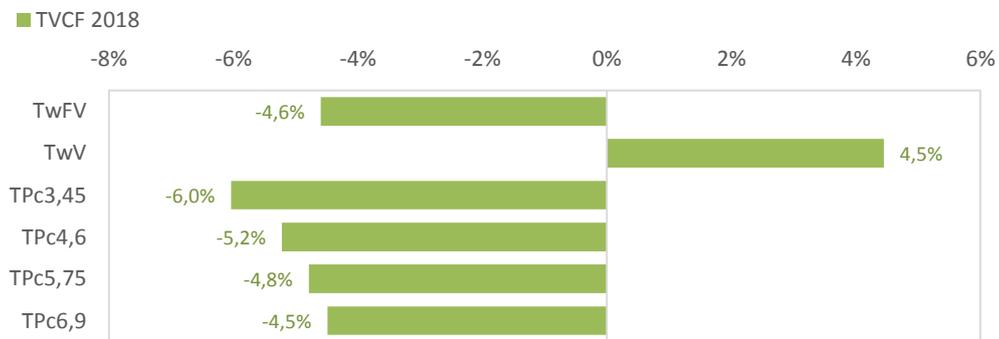


Nota: A tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) de 2017 encontra-se ajustada para as quantidades do ano 2018.

Figura 4-5 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa bi-horária para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA)



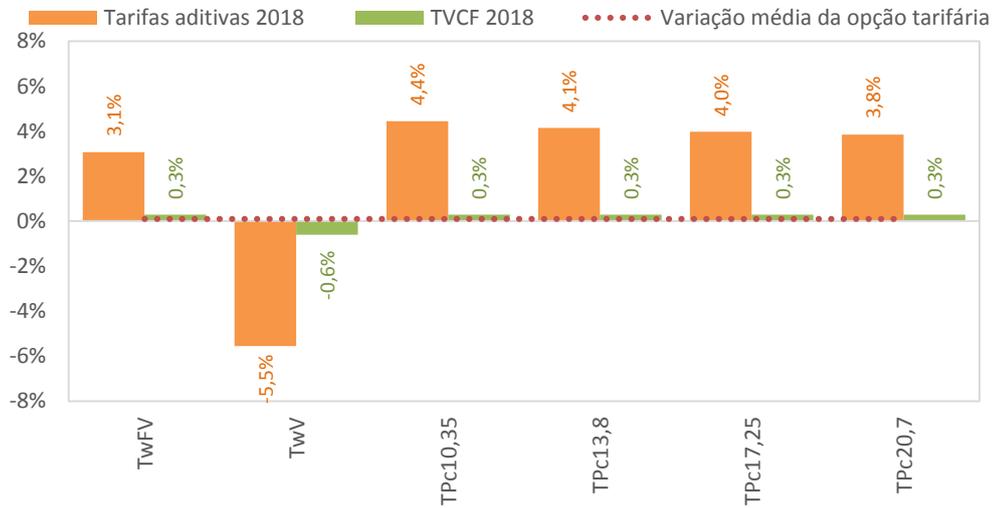
Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2018 face às tarifas aditivas de 2018



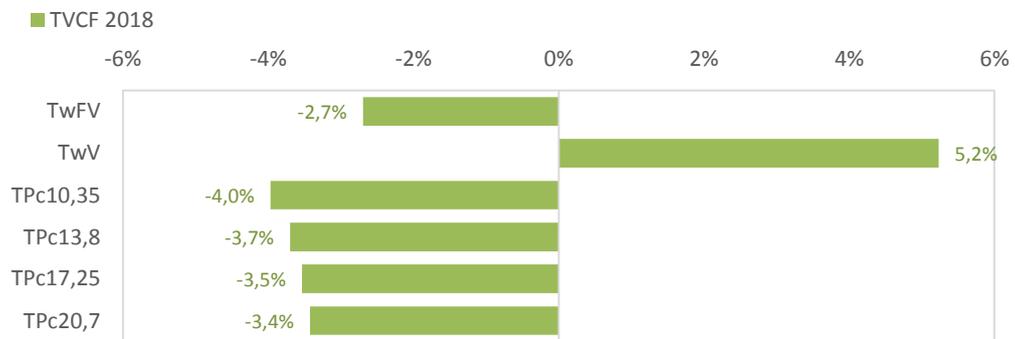
Nota: A tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) de 2017 encontra-se ajustada para as quantidades do ano 2018.

Figura 4-6 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa bi-horária para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA)

Variações anuais face à tarifa de Venda a Clientes Finais de 2017

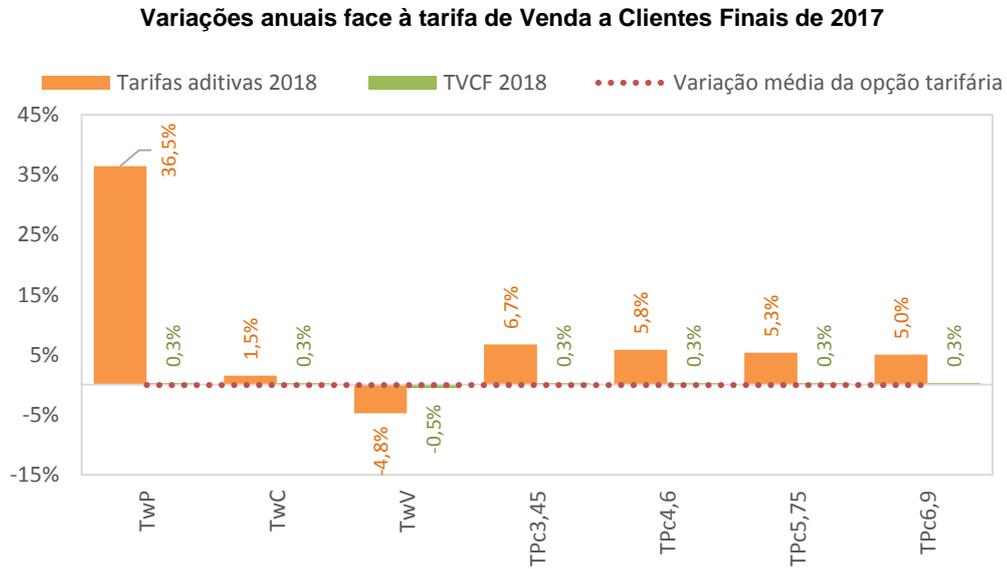


Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2018 face às tarifas aditivas de 2018

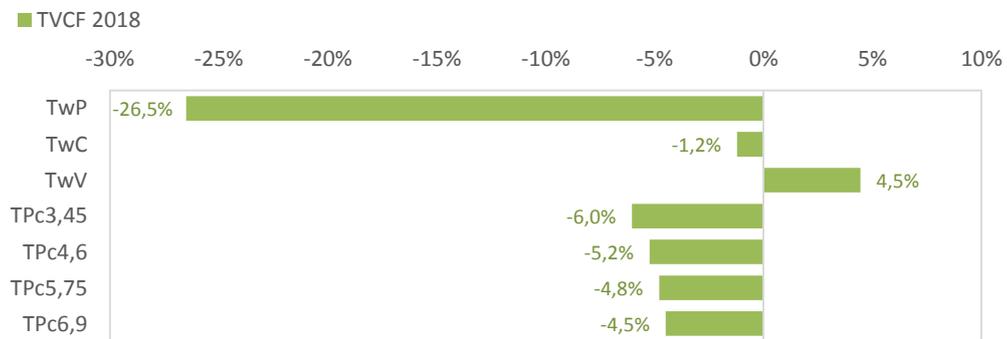


Nota: A tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) de 2017 encontra-se ajustada para as quantidades do ano 2018.

Figura 4-7 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa tri-horária para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA)

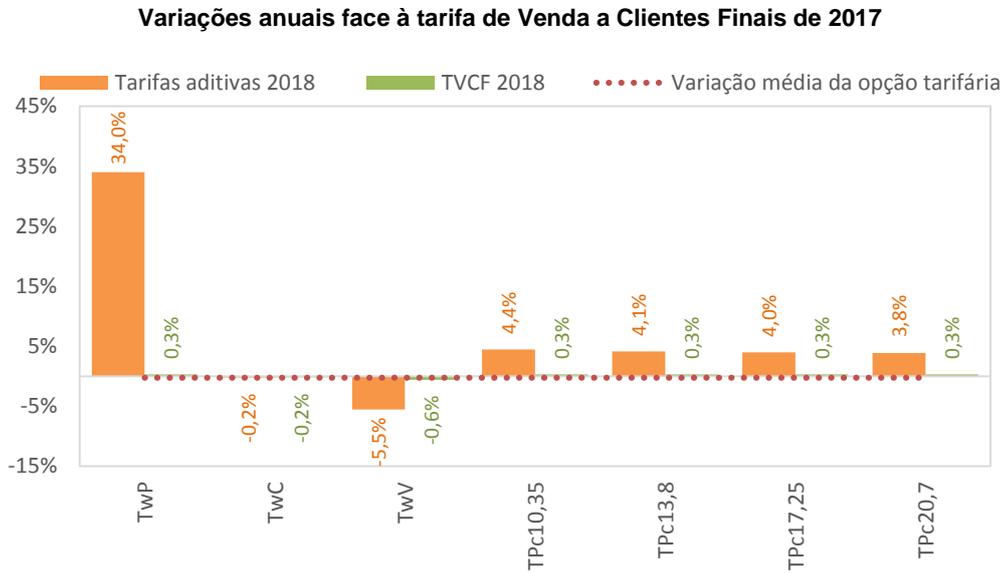


Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2018 face às tarifas aditivas de 2018

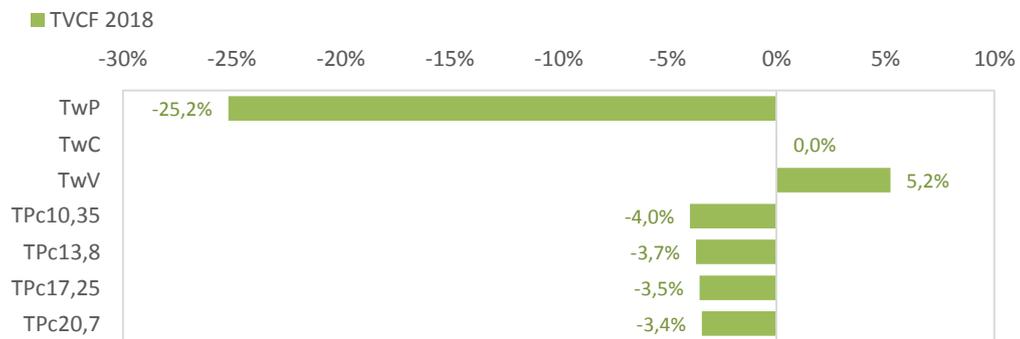


Nota: A tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) de 2017 encontra-se ajustada para as quantidades do ano 2018.

Figura 4-8 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN (tarifa tri-horária para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA)

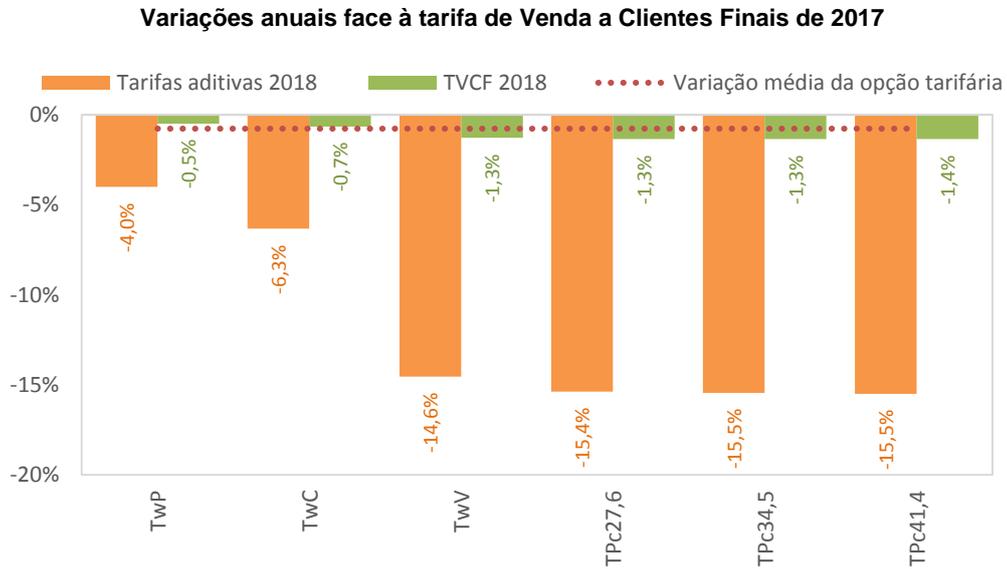


Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2018 face às tarifas aditivas de 2018

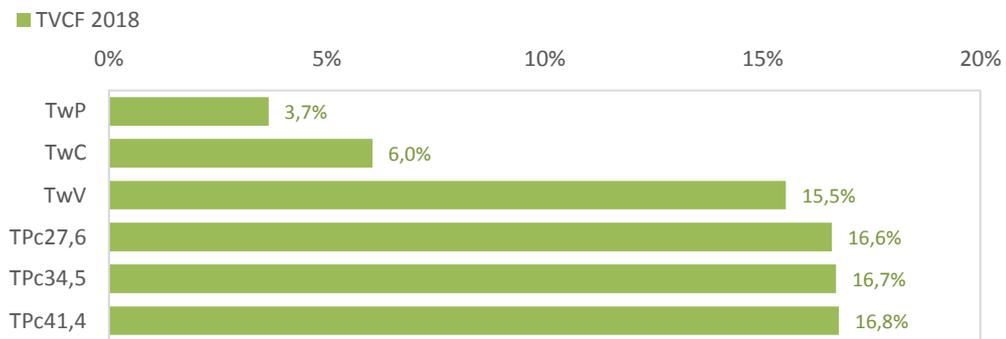


Nota: A tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) de 2017 encontra-se ajustada para as quantidades do ano 2018.

Figura 4-9 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN-MU (tarifa tri-horária > 20,7 kVA Médias Utilizações)

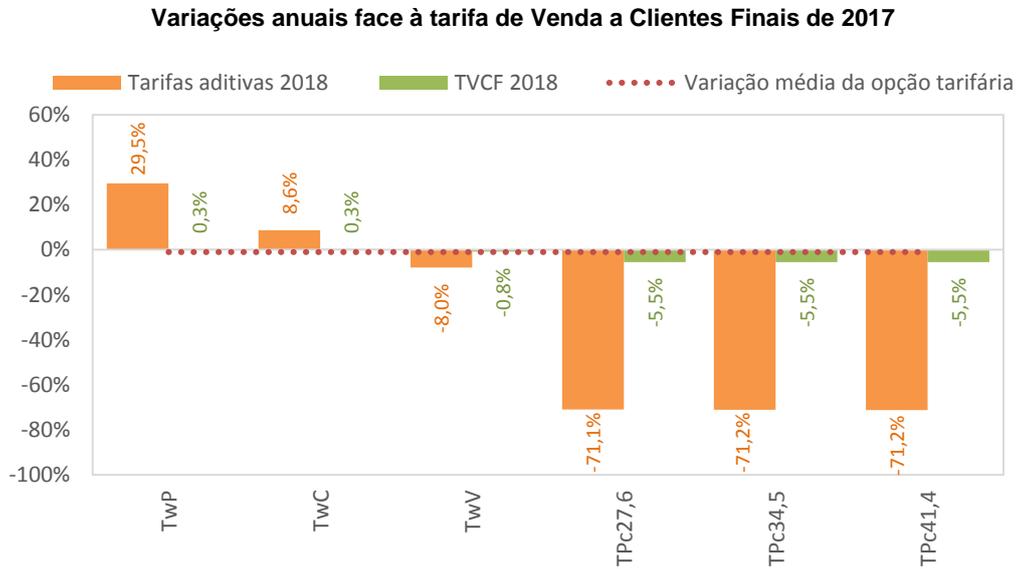


Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2018 face às tarifas aditivas de 2018

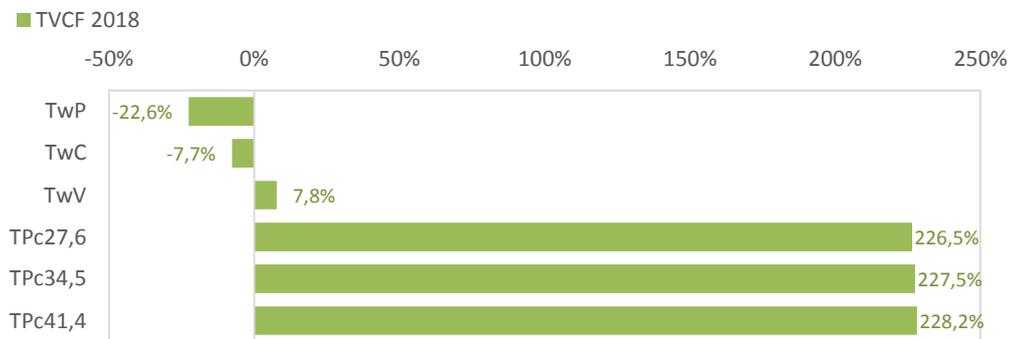


Nota: A tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) de 2017 encontra-se ajustada para as quantidades do ano 2018.

Figura 4-10 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas, em BTN-LU (tarifa tri-horária > 20,7 kVA Longas Utilizações)



Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2018 face às tarifas aditivas de 2018



Nota: A tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) de 2017 encontra-se ajustada para as quantidades do ano 2018.

Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços, entre 2017 e 2018, de todas as opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN.

Quadro 4-1 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2018/2017 em %	BTN<=2,3 kVA Simples	BTN< Simples 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN< Simples 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN< Bi-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN< Bi-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN< tri-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN< tri-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA
	0,1	-0,2	-0,3	0,1	0,1	-0,1	-0,3
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2018/2017 em %	BTN Sazonal< Simples 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN Sazonal< Simples 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN Sazonal< Bi-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN Sazonal< Bi-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN Sazonal < Tri-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN Sazonal < Tri-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA	
	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,2	0,0	
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2018/2017 em %	BTN> MU	BTN> LU	BTN Sazonal>				
	-0,8	-1,0	-0,7				

Quadro 4-2 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2018/2017 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6 kVA	34,5 kVA	41,4 kVA
BTN > MU	-0,5	-0,7	-1,3	-1,3	-1,3	-1,4
BTN > LU	0,3	0,3	-0,8	-5,5	-5,5	-5,5
BTN Sazonal >	-0,5	-0,9	-1,2	0,3	0,3	0,3

Quadro 4-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN<, para potências contratadas entre 10,35 kVA e 20,7 kVA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2018/2017 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA			
	Pontas	Cheias	Vazio	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN< Simples	-0,4			0,3	0,3	0,3	0,3
BTN< Bi-horária	0,3		-0,6	0,3	0,3	0,3	0,3
BTN< Tri-horária	0,3	-0,2	-0,6	0,3	0,3	0,3	0,3
BTN Sazonal< Simples	-0,2			0,3	0,3	0,3	0,3
BTN Sazonal< Bi-horária	-0,2		-0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
BTN Sazonal < Tri-horária	-0,2	-0,2	-0,2	0,3	0,3	0,3	0,3

Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN<, para potências contratadas entre 1,15 kVA e 6,9 kVA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2018/2017 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA					
	Pontas	Cheias	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9
BTN<=2,3 kVA Simples	0,3			-0,2	-0,2				
BTN< Simples	-0,4					0,3	0,3	0,3	0,3
BTN< Bi-horária	0,3		-0,5			0,3	0,3	0,3	0,3
BTN< Tri-horária	0,3	0,3	-0,5			0,3	0,3	0,3	0,3
BTN Sazonal< Simples	-0,2					0,3	0,3	0,3	0,3
BTN Sazonal< Bi-horária	-0,2		-0,2			0,3	0,3	0,3	0,3
BTN Sazonal < Tri-horária	-0,2	0,3	-0,2			0,3	0,3	0,3	0,3

4.2 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA ENTRE AS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA E PORTUGAL CONTINENTAL

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em Portugal continental decorre das diretivas do mercado interno de energia e está em implementação gradual desde janeiro de 2011. Assim, os preços finais de energia elétrica em Portugal continental serão, no futuro, unicamente determinados pelo mercado liberalizado para todos os segmentos de consumidores.

No caso das Regiões Autónomas dos Açores e Madeira não se perspetiva uma evolução semelhante, na medida em que a aplicação da diretiva está derrogada ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada. Assim, nestas Regiões Autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo.

Considerando a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais o referencial de preços de energia elétrica em MT, BTE e BTN que deve orientar a convergência tarifária deve ser o resultado da observação dos preços no mercado retalhista em Portugal continental.

A implementação deste princípio regulamentar em 2018 deve ter em consideração, por um lado, a definição das tarifas aditivas em Portugal continental para os consumos em MT, BTE e BTN, que embora não sendo aplicadas diretamente aos clientes do comercializador de último recurso (os quais estão abrangidos pela aplicação de tarifas transitórias), traduzem os preços eficientes espectáveis no mercado retalhista e por outro lado, o histórico disponível da informação resultante do acompanhamento de preços no mercado retalhista quer em Portugal Continental quer nas Regiões Autónomas.

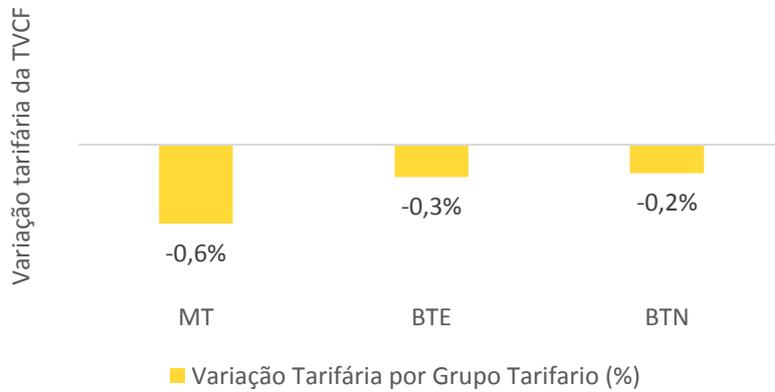
No cálculo das tarifas de 2018 consideraram-se as tarifas aditivas (tarifas de referência) em Portugal continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos em MT, BTE e BTN.

4.2.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na Figura 4-11 são apresentadas as variações tarifárias na Região Autónoma dos Açores em 2018, por tipo de fornecimento. No atual contexto regulamentar, a convergência tarifária está assegurada em termos médios.

Entre as tarifas de 2017 e de 2018 regista-se uma redução tarifária de cerca de 0,6% nos fornecimentos em MT, 0,3% nos fornecimentos em BTE e 0,2% nos fornecimentos em BTN.

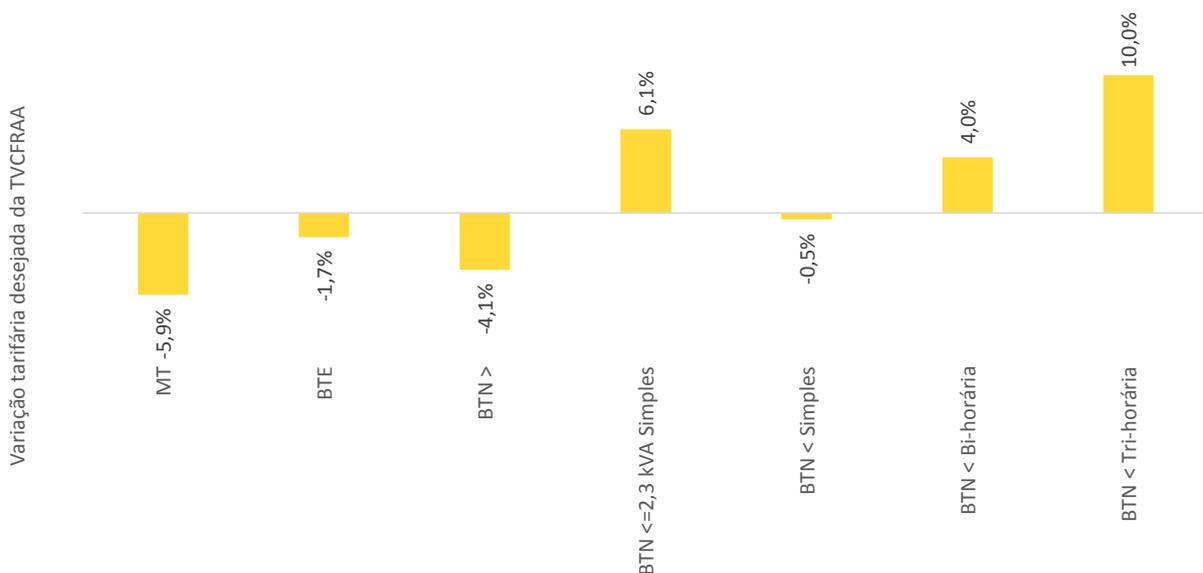
Figura 4-11 - Variações tarifárias das TVCF da Região Autónoma dos Açores



As variações tarifárias nas TVCF da RAA estão sujeitas à aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas de referência em Portugal Continental, de forma a minimizar os impactes tarifários por cliente, decorrentes da alteração da estrutura de preços das tarifas. A Figura 4-12 apresenta a distância relativa entre as tarifas da Região Autónoma dos Açores de 2017 e as tarifas de referência em Portugal continental em 2018.

Considera-se a aplicação do mecanismo de convergência previsto no Regulamento Tarifário de forma agregada para todos os fornecimentos, de forma a obterem-se variações idênticas em todos os níveis de tensão.

Figura 4-12 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência de Portugal Continental na RAA



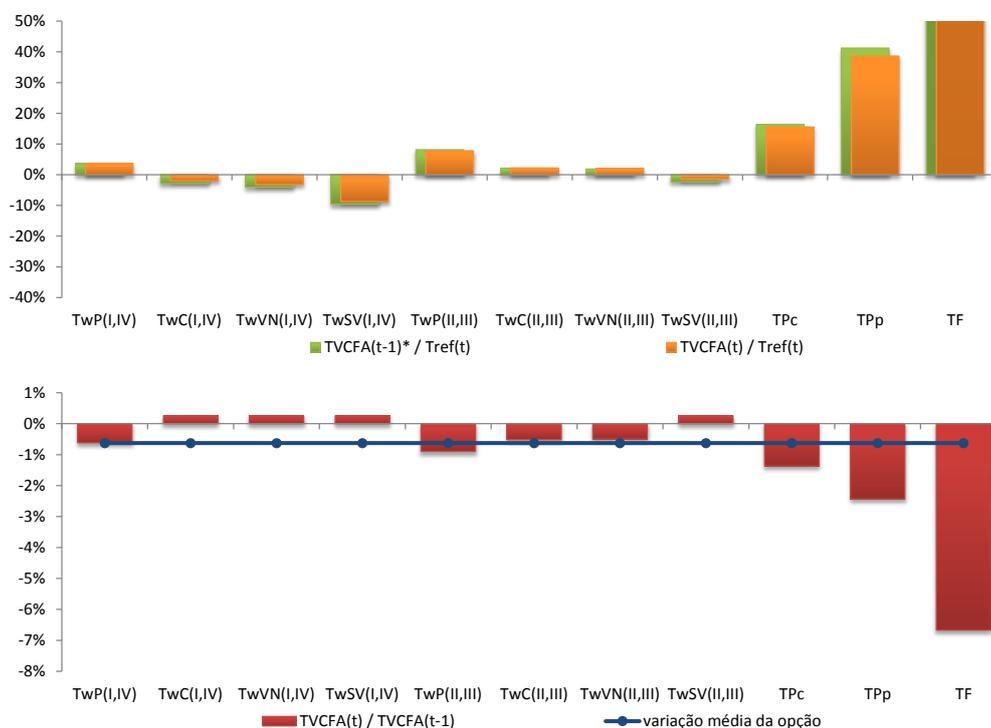
As variações por opção tarifária aplicáveis e identificadas na Figura 4-11 dependem do mecanismo de convergência, o qual limita a variação de cada preço individualmente. Nas tarifas para 2018, fixou-se o limite da variação de cada preço em 0,6 pontos percentuais acima da variação média global, 0,3%, por forma a obter um limite igual ao de Portugal continental, 0,3%.

Da Figura 4-13 à Figura 4-19 apresenta-se o resultado da aplicação do mecanismo de convergência das opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores para as tarifas de referência em Portugal continental.

Nestas figuras, o primeiro gráfico compara, para cada opção tarifária, a estrutura dos preços das TVCF da Região Autónoma dos Açores de 2017, com a estrutura dos preços das tarifas de referência em Portugal continental de 2018, e depois a mesma situação com os preços de 2018 na Região Autónoma. Quando o valor é positivo significa que o preço desse termo tarifário na tarifa da Região Autónoma é superior ao valor homólogo da tarifa de referência em 2018.

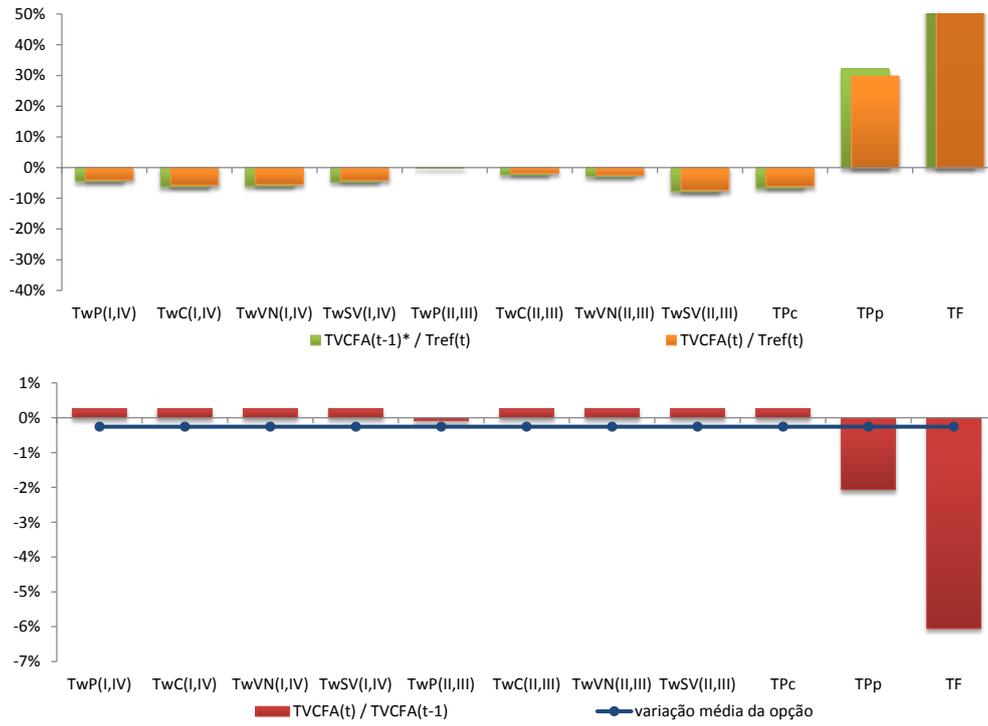
O segundo gráfico de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2017 e 2018 nas tarifas da Região Autónoma dos Açores, que depende do objetivo de convergência e também dos limitadores de variação dos preços.

Figura 4-13 - Variação das TVCF em MT na RAA



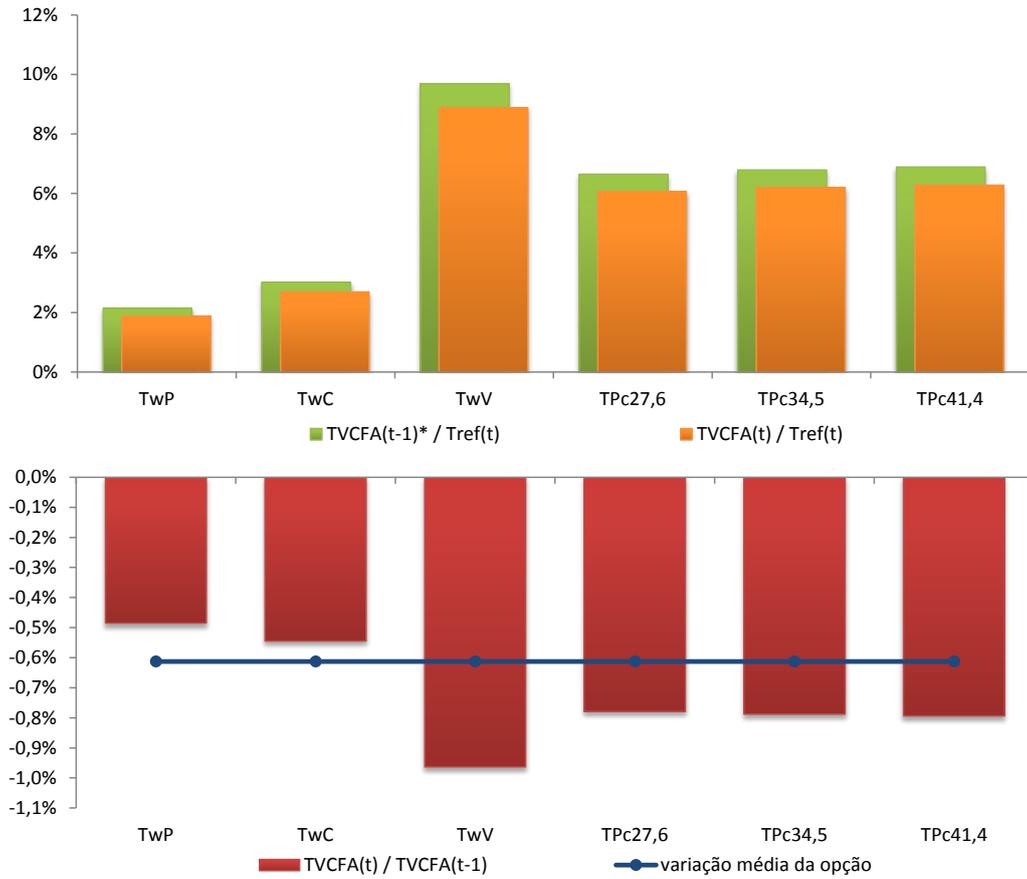
(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-14 - Variação das TVCF em BTE na RAA



(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-15 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAA



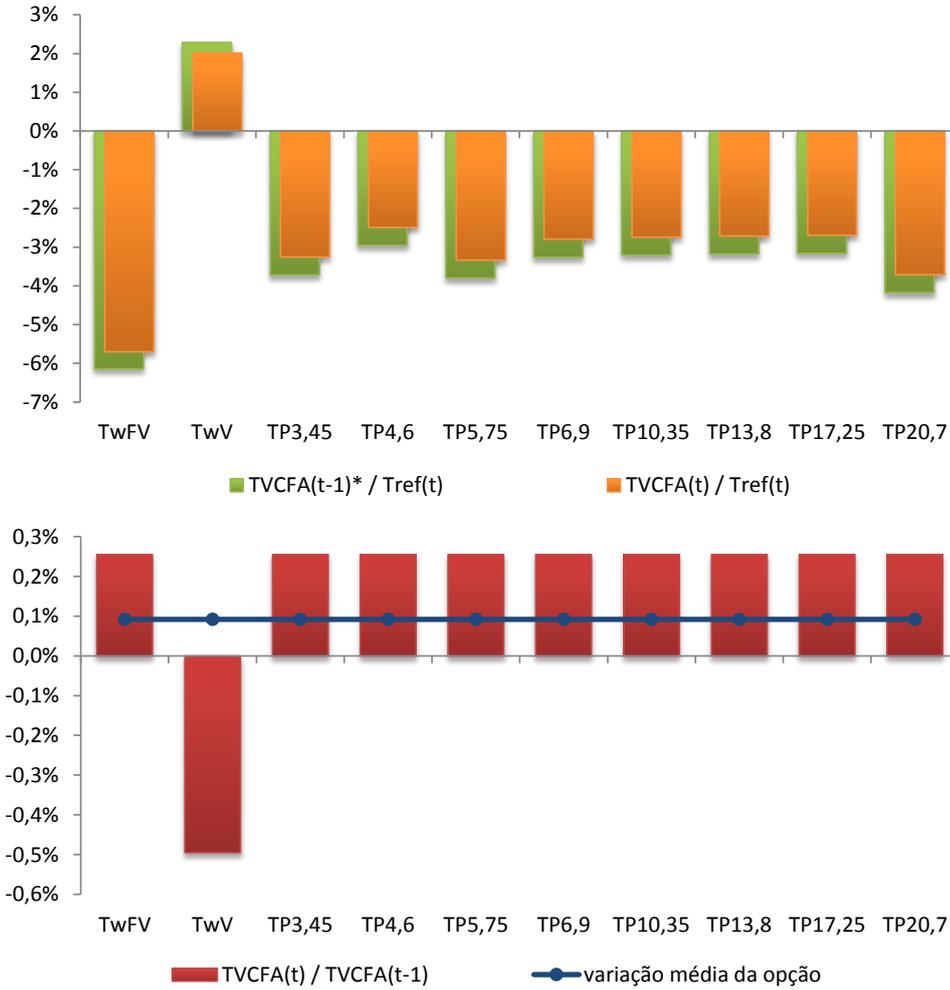
(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-16 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (tri-horária), na RAA



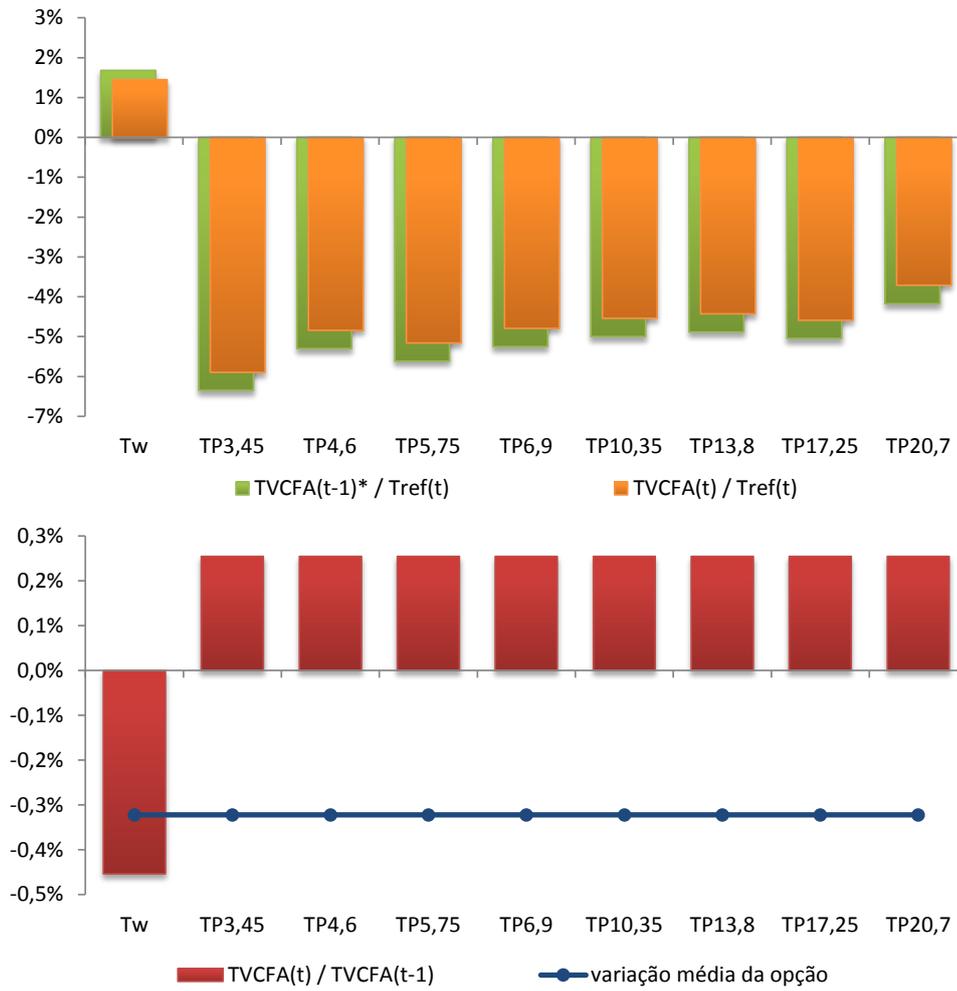
(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-17 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária), na RAA



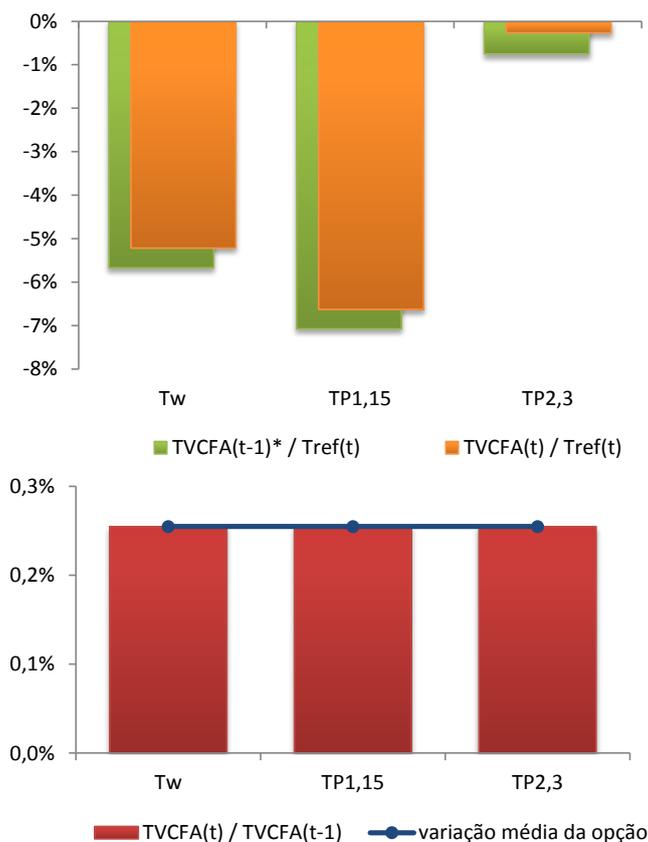
(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-18 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (simples), na RAA



(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-19 - Variação das TVCF em BTN ≤ 2,3 kVA (simples), na RAA



(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações médias por opção tarifária e as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores, de 2017 para 2018.

Quadro 4-5 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2018/2017 em %	MT			
		-0,6		
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2018/2017 em %	BTE	BTN >		
		-0,3	-0,6	
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2018/2017 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária
		0,3	-0,3	0,1

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

Variação diferenciada por termo tarifário, 2018/2017 em %	Energia ativa								Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio					
MT	-0,6	0,3	0,3	0,3	-0,9	-0,5	-0,5	0,3	-1,4	-2,4	-6,7	0,3	0,3
BTE	0,3	0,3	0,3	0,3	-0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	-2,1	-6,1	0,3	0,3

Quadro 4-7 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2018/2017 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > 20,7 kVA	-0,5	-0,5	-1,0	-0,8	-0,8	-0,8

Quadro 4-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA na RAA

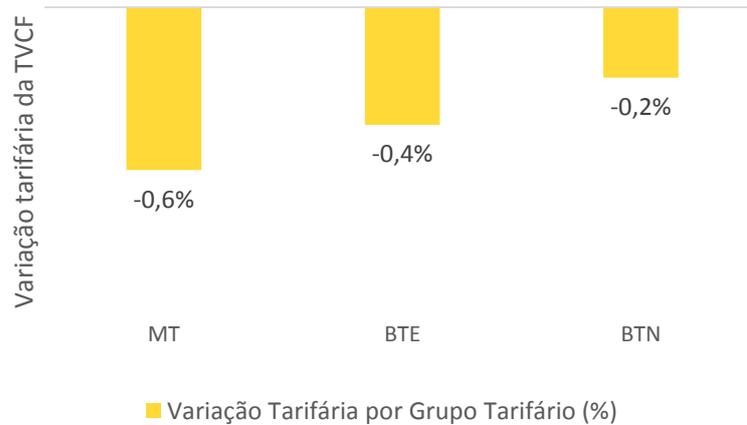
Variação diferenciada por termo tarifário, 2018/2017 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Ponta	Cheia	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN ≤ 2,3 kVA Simples	0,3			0,3	0,3								
BTN ≤ 20,7 kVA Simples	-0,5						0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
BTN ≤ 20,7 kVA Bi-horária	0,3		-0,5				0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
BTN ≤ 20,7 kVA Tri-horária	0,3	0,3	-0,5				0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

4.2.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na Figura 4-20 são apresentadas as variações tarifárias na Região Autónoma da Madeira em 2018, por tipo de fornecimento. No atual contexto regulamentar, a convergência tarifária está assegurada em termos médios.

Entre as tarifas de 2017 e de 2018 regista-se uma redução tarifária de cerca de 0,6% nos fornecimentos em MT, 0,4% nos fornecimentos em BTE e 0,2% nos fornecimentos em BTN.

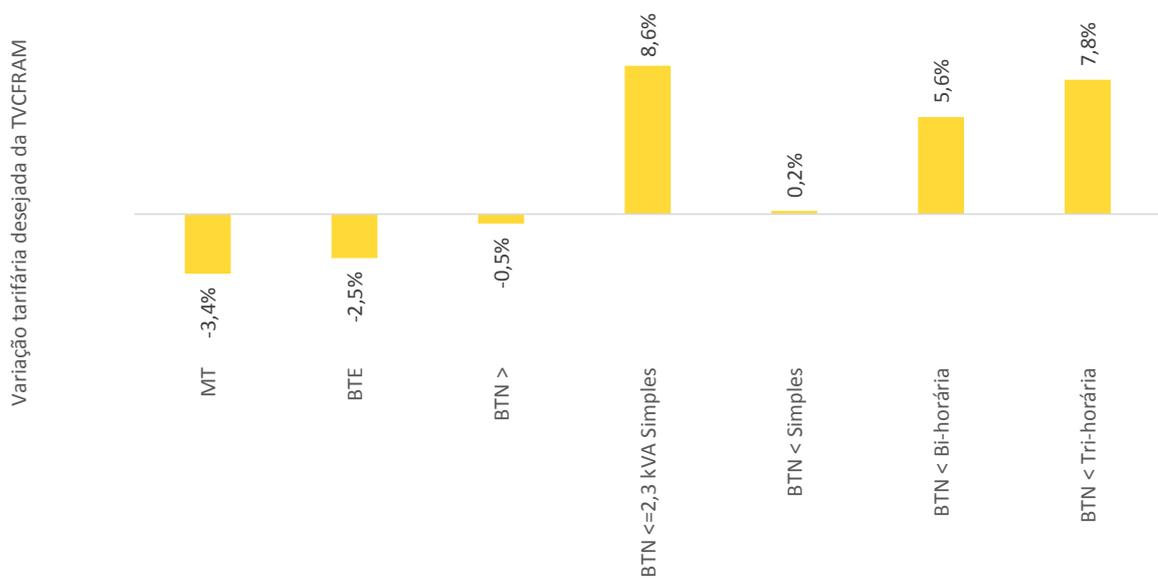
Figura 4-20 - Variações das TVCF da Região Autónoma da Madeira



As variações tarifárias nas TVCF da RAM estão sujeitas à aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas de referência em Portugal Continental, de forma a minimizar os impactes tarifários por cliente, decorrentes da alteração da estrutura de preços das tarifas. A Figura 4-21 apresenta a distância relativa entre as tarifas da Região Autónoma da Madeira de 2017 e as tarifas de referência em Portugal continental em 2018.

Considera-se a aplicação do mecanismo de convergência previsto no Regulamento Tarifário de forma agregada para todos os fornecimentos, de forma a obterem-se variações idênticas em todos os níveis de tensão.

Figura 4-21 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência de Portugal Continental na RAM



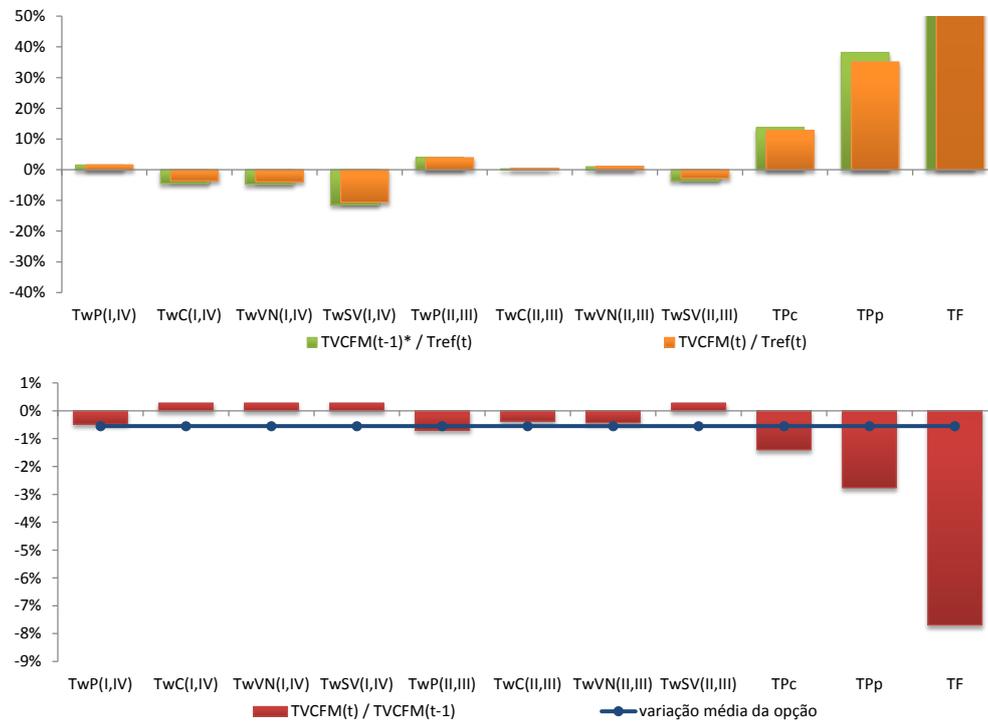
As variações por opção tarifária aplicáveis e identificadas na Figura 4-21 dependem do mecanismo de convergência, o qual limita a variação de cada preço individualmente. Nas tarifas para 2018, fixou-se o limite da variação de cada preço em 0,6 pontos percentuais acima da variação média global, -0,3%, por forma a obter um limite igual ao de Portugal continental, 0,3%.

Da Figura 4-22 à Figura 4-28 apresenta-se o resultado da aplicação do mecanismo de convergência das opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira para as tarifas de referência em Portugal continental.

Nestas figuras, o primeiro gráfico compara, para cada opção tarifária, a estrutura dos preços das TVCF da Região Autónoma da Madeira de 2017, com a estrutura dos preços das tarifas de referência em Portugal continental de 2018, e depois a mesma situação com os preços de 2018 na Região Autónoma. Quando o valor é positivo significa que o preço desse termo tarifário na tarifa da Região Autónoma é superior ao valor homólogo da tarifa de referência em 2018.

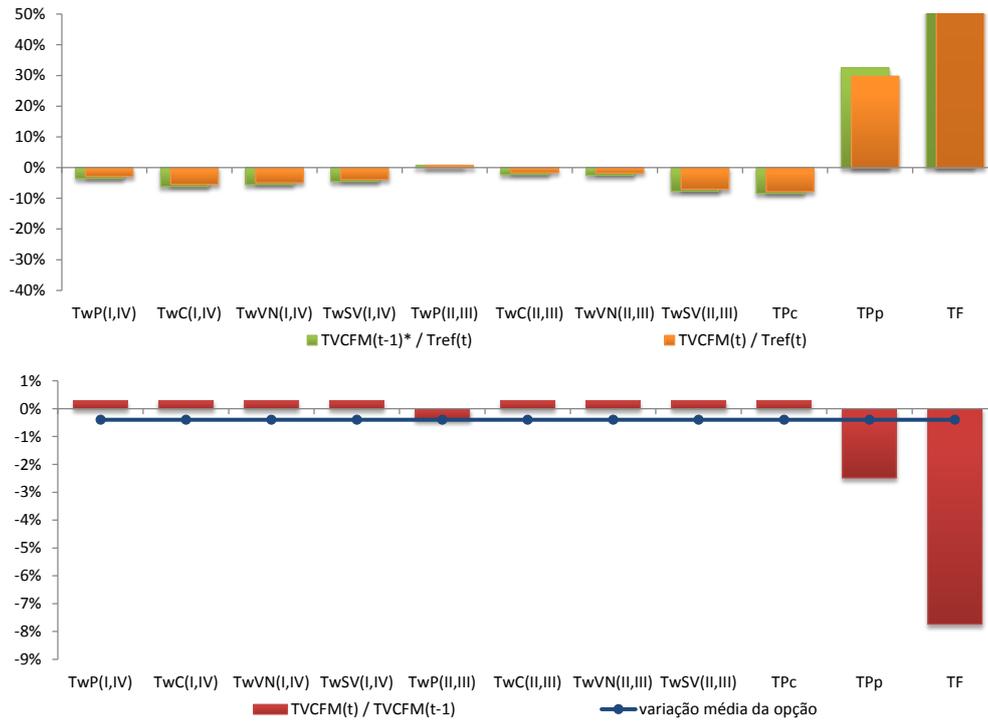
O segundo gráfico de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2017 e 2018 nas tarifas da Região Autónoma da Madeira, que depende do objetivo de convergência e também dos limitadores de variação dos preços.

Figura 4-22 - Variação das TVCF em MT na RAM



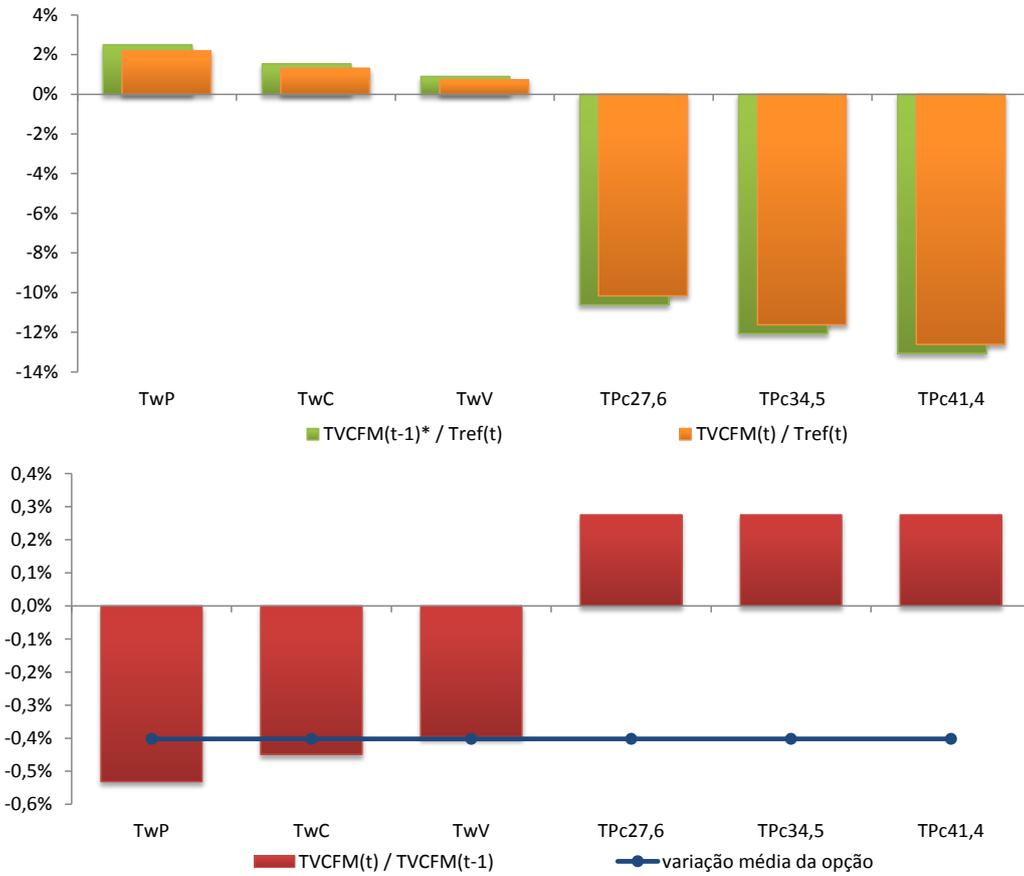
(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-23 - Variação das TVCF em BTE na RAM



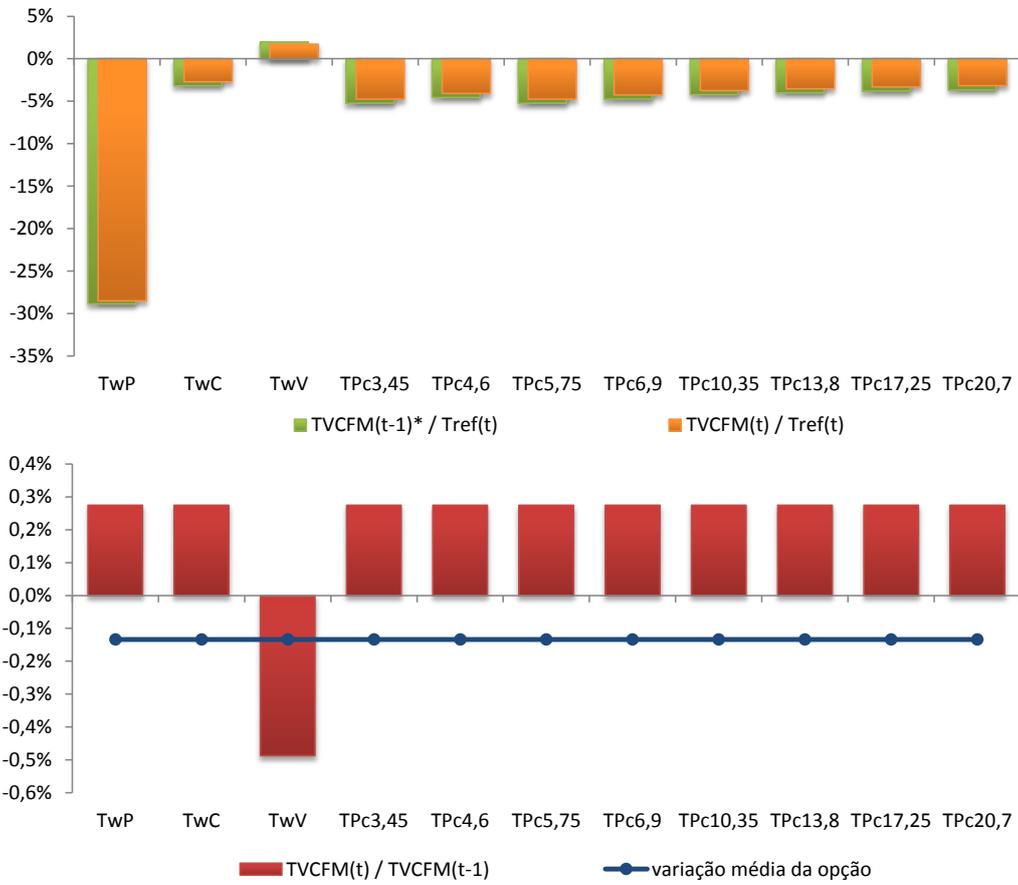
(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-24 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAM



(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-25 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (tri-horária) na RAM



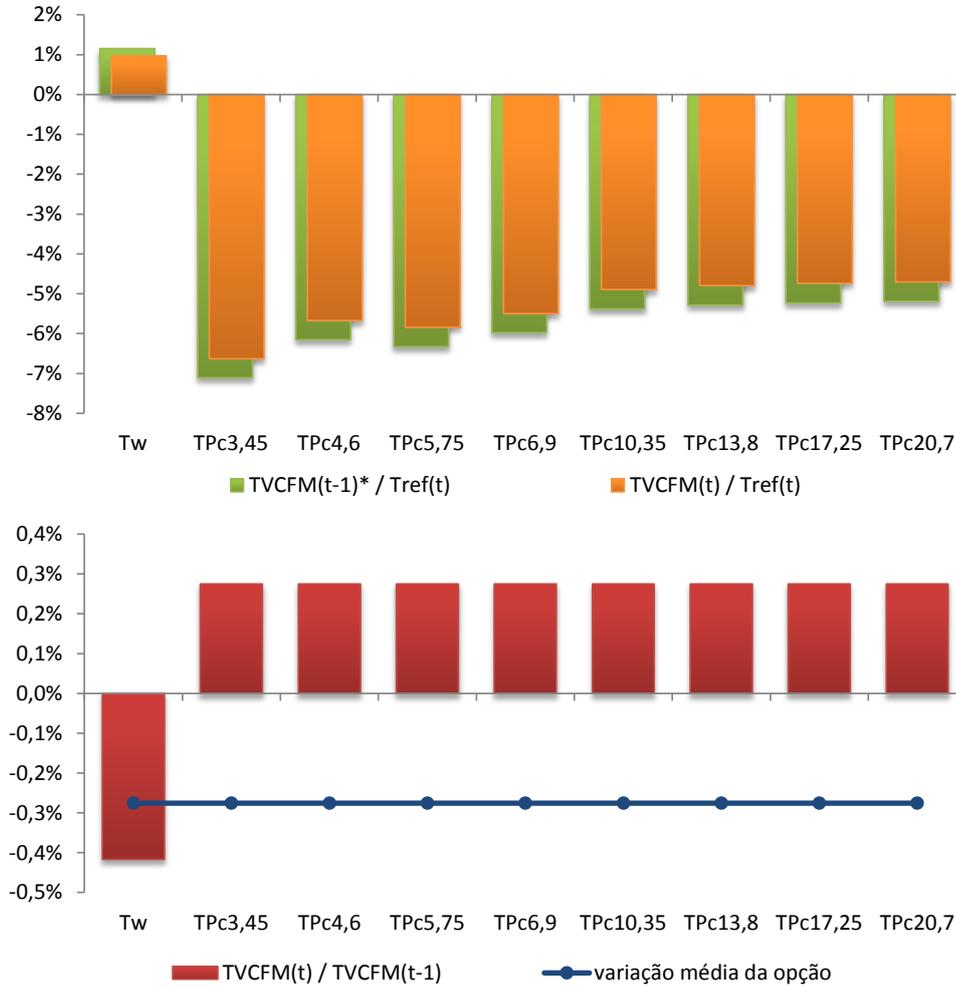
(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-26 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária) na RAM



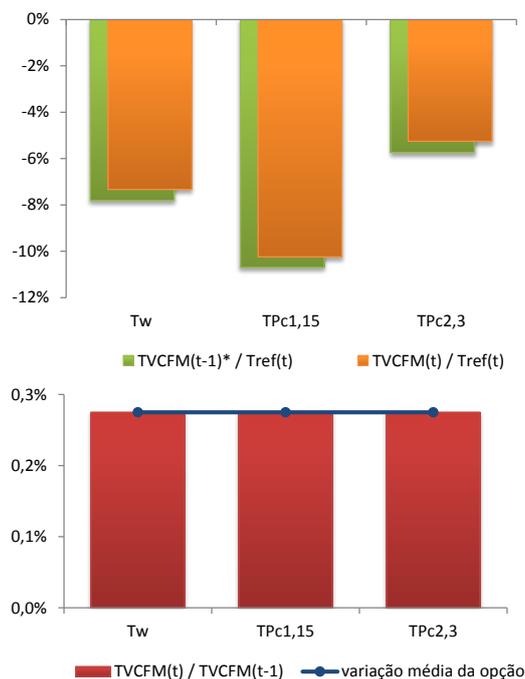
(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-27 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (simples) na RAM



(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 4-28 - Variação das TVCF em BTN ≤ 2,3 kVA (simples) na RAM



(*) Tarifa de 2017 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações médias por opção tarifária e as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira, de 2017 para 2018.

Quadro 4-9 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2018/2017 em %	MT			
	-0,6			
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2018/2017 em %	BTE		BTN >	
	-0,4		-0,4	
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2018/2017 em %	BTN ≤2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária
	0,3	-0,3	0,1	-0,1

Quadro 4-10 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2018/2017 em %	Energia ativa								Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio					
MT	-0,5	0,3	0,3	0,3	-0,7	-0,4	-0,4	0,3	-1,4	-2,8	-7,7	0,3	0,3
BTE	0,3	0,3	0,3	0,3	-0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	-2,5	-7,7	0,3	0,3

Quadro 4-11 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2018/2017 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > 20,7 kVA	-0,5	-0,4	-0,4	0,3	0,3	0,3

Quadro 4-12 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2018/2017 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Ponta	Cheias	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN <= 2,3 kVA Simples	0,3			0,3	0,3								
BTN < 20,7 kVA Simples	-0,4					0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
BTN < 20,7 kVA Bi-horária	0,3		-0,5			0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
BTN < 20,7 kVA Tri-horária	0,3	0,3	-0,5			0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

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. Para o ano de 2018 a ERSE propõe a introdução adicional de um ciclo de contagem semanal nas Regiões Autónomas para os consumidores em BTN. Esta decisão encontra-se justificada num estudo que acompanha a proposta de tarifas e preços do setor elétrico para o ano 2018.

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 é proposta para os novos ciclos semanais em BTN das Regiões Autónomas que estes diferenciem o período de junho a outubro do período de novembro a maio.

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

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

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

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

Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal Continental

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

Quadro 5-3 - Ciclo Semanal em Portugal Continental

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

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

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

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

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

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

Aplicável de junho a outubro, inclusive	Aplicável de novembro a maio, inclusive
Segunda a Sexta-feira Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio: 7 h / dia	Segunda a Sexta-feira Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio: 7 h / dia
Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia	Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia
Domingos Vazio: 24 h / dia	Domingos Vazio: 24 h / dia

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

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

5.1 PORTUGAL CONTINENTAL

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

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

Quadro 5-6 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental em 2018

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 2018

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 2018

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 AT e MT em Portugal Continental em 2018

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

5.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Aos clientes em MT e BTE na Região Autónoma dos Açores aplica-se o ciclo de contagem diário e o ciclo diário opcional. Para os clientes em BTN aplica-se o ciclo diário e o novo 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 2018

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 2018

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 2018

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	
Fora de vazio:	11.00/14.30 h 19.30/23.00 h	Fora de vazio:	11.30/13.30 h 18.00/23.00 h
Vazio:	00.00/11.00 h 14.30/19.30 h 23.00/24.00 h	Vazio:	00.00/11.30 h 13.30/18.00 h 23.00/24.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio:	00.00/24.00 h	Vazio:	00.00/24.00 h

5.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

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

Quadro 5-13 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2018

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 2018

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 2018

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	
Fora de vazio:	11.00/14.30 h 19.30/23.00 h	Fora de vazio:	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

Neste capítulo caracterizam-se as ofertas comerciais disponíveis no mercado retalhista de eletricidade, no 3.º trimestre de 2017.

Os preços e comparações apresentados resultam da componente da fatura anual relativa ao fornecimento de eletricidade, sem impostos e taxas, sendo a análise efetuada em preços reais.

Na análise das ofertas comerciais são consideradas as ofertas mono eletricidade (ofertas exclusivas de eletricidade) e as ofertas duais (ofertas combinadas de eletricidade e de gás natural). Na análise das ofertas duais apenas são comparados os preços de eletricidade, não sendo valorizadas as ofertas de gás natural. Por último nesta análise não são consideradas as ofertas que incluem serviços adicionais, como por exemplo, serviços de assistência técnica, descontos em outros bens e serviços e ofertas de diagnósticos energéticos.

A análise é feita com base em três consumidores tipo em BTN (Baixa Tensão Normal, ou seja, fornecimentos em Baixa Tensão com potência contratada inferior ou igual 41,4 kVA), a saber¹⁶:

Consumidor tipo 1:



Casal sem filhos
consumo anual: 1 900 kWh,
consumo em vazio 40%
potência contratada 3,45 kVA

Consumidor tipo 2:



Casal com dois filhos
consumo anual 5 000 kWh
consumo em vazio 40%
potência contratada 6,9 kVA

Consumidor tipo 3:



Casal com quatro filhos
consumo anual 10 900 kWh
consumo em vazio 40%
potência contratada 13,8 kVA

O processo de liberalização do setor elétrico foi iniciado em 1995 e concluído em setembro de 2006, com a atribuição do direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores.

Em janeiro de 2011, iniciou-se a extinção das tarifas reguladas para os clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE e, para os clientes de baixa tensão normal (BTN), foi definido o seguinte calendário: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA e (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA. O período transitório de fornecimento pelos comercializadores de último recurso (CUR) aos clientes em BTN que não exerçam o direito de mudança para o mercado livre foi estendido até 31 de dezembro de 2020 (Portaria n.º 144/2017).

A abertura do mercado reforçou a necessidade de monitorização, pela ERSE, dos preços no mercado retalhista de eletricidade procurando garantir, simultaneamente, a existência de condições de concorrência entre os diversos operadores e a minimização das assimetrias de informação entre consumidores e os

¹⁶ A ERSE considera apenas os comercializadores com ofertas em BTN para consumidores domésticos. As ofertas comerciais podem ter prazo de validade, sendo as ofertas comerciais expiradas retiradas do simulador.

restantes agentes de mercado, assim fomentando a transparência, que constitui um fator crítico para a eficiência do mercado.

A recolha da informação de Preços de Referência (preços das ofertas comerciais) e dos Preços Médios Praticados (preços faturados) no sector elétrico, por parte da ERSE, é regulamentada no Despacho n.º 18 637/2010, de acordo com o qual as ofertas comerciais para as instalações elétricas ligadas em Baixa Tensão Especial (BTE) e Baixa Tensão Normal (BTN) são enviadas à ERSE anualmente (fim de janeiro) e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais.

6.1 OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE EM BTN NO 3.º TRIMESTRE DE 2017

No 3.º trimestre de 2017, para os consumidores domésticos em BTN¹⁷, existiam em mercado os seguintes comercializadores e ofertas comerciais:

Tipo de Tarifas	Comercializadores		
Tarifa Simples (sem diferenciação horária de preços)	Audax, EcoChoice, EDP Comercial, ELusa, Elygas, ENAT, Endesa, EnergiaSimples, Galp, GoldEnergy, HEN, Iberdrola, JafPlus, Lógica Energia, Luzboa, RolearViva e Ylce.		
Tarifa Bi-horária (com diferenciação horária de preços)	Audax, EcoChoice, EDP Comercial, ELusa, Elygas, ENAT, Endesa, EnergiaSimples, Galp, GoldEnergy, HEN, JafPlus, Lógica Energia, Luzboa, RolearViva e Ylce.		
Tipologia de consumidor/ Tipo de ofertas e comercializadores	 Consumidor tipo 1: Casal sem filhos	 Consumidor tipo 2: Casal com dois filhos	 Consumidor tipo 3: Casal com quatro filhos
Ofertas mono (eletricidade)	77 Ofertas	81 Ofertas	81 Ofertas
<i>Comercializadores</i>	17 Comercializadores: Audax, EcoChoice, EDP Comercial, ELusa, Elygas, ENAT, Endesa, EnergiaSimples, Galp, GoldEnergy, HEN, Iberdrola, JafPlus, Lógica Energia, Luzboa, RolearViva e Ylce		
Ofertas duais (eletricidade e gás natural)	48 Ofertas	48 Ofertas	48 Ofertas
<i>Comercializadores</i>	7 Comercializadores: Audax, EDP Comercial, Endesa, EnergiaSimples, Galp, GoldEnergy e RolearViva		
Total de ofertas comerciais	125 Ofertas	129 Ofertas	129 Ofertas

¹⁷ O comercializador GasNatural Fenosa não é considerado na presente análise porque as suas ofertas comerciais em BTN apenas se aplicam aos consumidores não-domésticos.

Consumidor tipo 1:



No 3.º trimestre de 2017 existiam, para o consumidor tipo 1, um total de 125 ofertas comerciais, das quais 77 exclusivamente mono (eletricidade) e 48 duais (eletricidade e gás natural) – Anexo IV (Lista de Ofertas Comerciais – Consumidor Tipo 1).

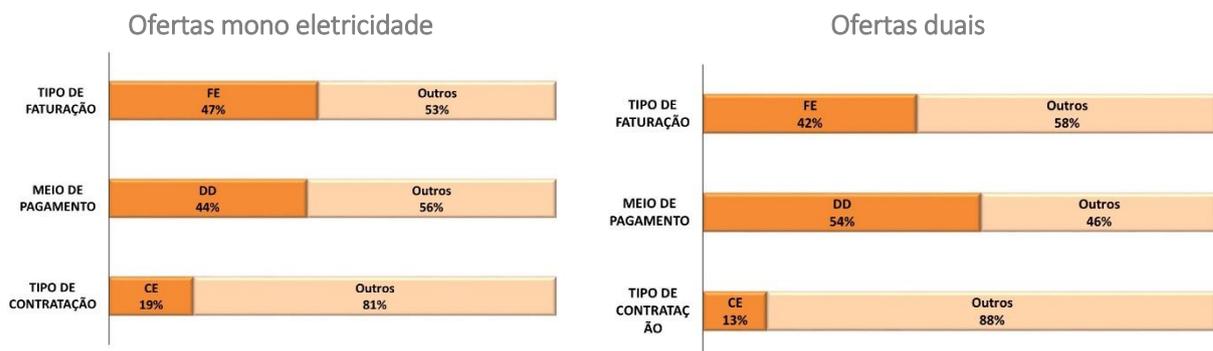
CONSUMIDOR TIPO 1: OFERTAS MONO (ELETRICIDADE)

A oferta comercial mono eletricidade com menor fatura anual é da Endesa, com um valor de 329 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial mono eletricidade mais cara é de -70 €/ano (-17%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Simples em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -44 €/ano (-12%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Bi-Horária em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -28 €/ano (-8%).

CONSUMIDOR TIPO 1 OFERTAS DUAIS (ELETRICIDADE E GÁS NATURAL)

A oferta comercial dual com menor fatura anual é da Endesa, com um valor de 329 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial dual mais cara é de -46 €/ano (-12%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Simples em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -44 €/ano (-12%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Bi-Horária em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -28 €/ano (-8%).

As ofertas mono eletricidade e duais do consumidor tipo 1 distribuem-se da seguinte forma, em termos de tipo de contratação, meio de pagamento e tipo de faturação:



CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

Consumidor tipo 2:



Casal com dois filhos
consumo anual 5 000 kWh
consumo em vazio 40%
potência contratada 6,9 kVA

No 3.º trimestre de 2017 existiam, para o consumidor tipo 2, um total de 129 ofertas comerciais, das quais 81 exclusivamente mono (eletricidade) e 48 duais (eletricidade e gás natural) – Anexo IV (Lista de Ofertas Comerciais – Consumidor Tipo 2).

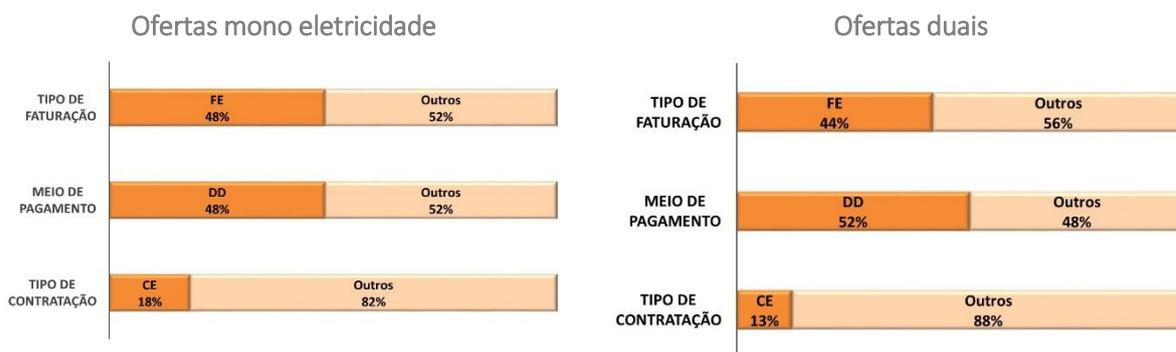
CONSUMIDOR TIPO 2 OFERTAS MONO (ELETRICIDADE)

A oferta comercial mono eletricidade com menor fatura anual é da Endesa, com um valor de 822 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial mono eletricidade mais cara é de -174 €/ano (-17%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Simples em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -116 €/ano (-12%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Bi-Horária em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -78 €/ano (-8%).

CONSUMIDOR TIPO 2 OFERTAS DUAIS (ELETRICIDADE E GÁS NATURAL)

A oferta comercial dual com menor fatura anual é da Endesa, com um valor de 822 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial dual mais cara é de -116 €/ano (-12%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Simples em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -116 €/ano (-12%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Bi-Horária em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -76 €/ano (-8%).

As ofertas mono eletricidade e duais do consumidor tipo 2 distribuem-se da seguinte forma, em termos de tipo de contratação, meio de pagamento e tipo de faturação:



CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

Consumidor tipo 3:



No 3.º trimestre de 2017 existiam, para o consumidor tipo 3, um total de 129 ofertas comerciais, das quais 81 exclusivamente mono (eletricidade) e 48 duais (eletricidade e gás natural) – Anexo IV (Lista de Ofertas Comerciais – Consumidor Tipo 3).

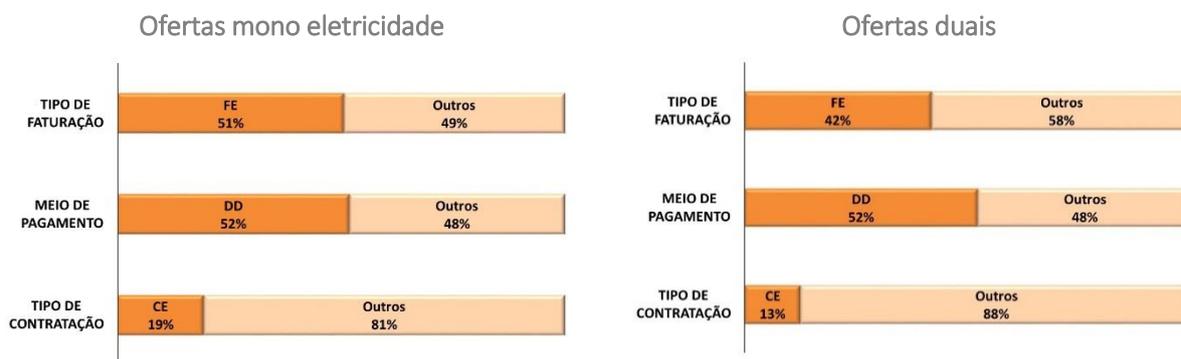
CONSUMIDOR TIPO 3 OFERTAS MONO (ELETRICIDADE)

A oferta comercial mono eletricidade com menor fatura anual é da Endesa, com um valor de 1 765 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial mono eletricidade mais cara é de -308 €/ano (-15%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Simples em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -261 €/ano (-13%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Bi-Horária em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -194 €/ano (-10%).

CONSUMIDOR TIPO 3 OFERTAS DUAIS (ELETRICIDADE E GÁS NATURAL)

A oferta comercial dual com menor fatura anual é da Endesa, com um valor de 1 765 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial dual mais cara é de -261 €/ano (-13%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Simples em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -261 €/ano (-13%). Comparativamente com a Tarifa Transitória Bi-Horária em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -194 €/ano (-10%).

As ofertas mono eletricidade e duais do consumidor tipo 3 distribuem-se da seguinte forma, em termos de tipo de contratação, meio de pagamento e tipo de faturação:



CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

6.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE EM BTN

Consumidor tipo 1:

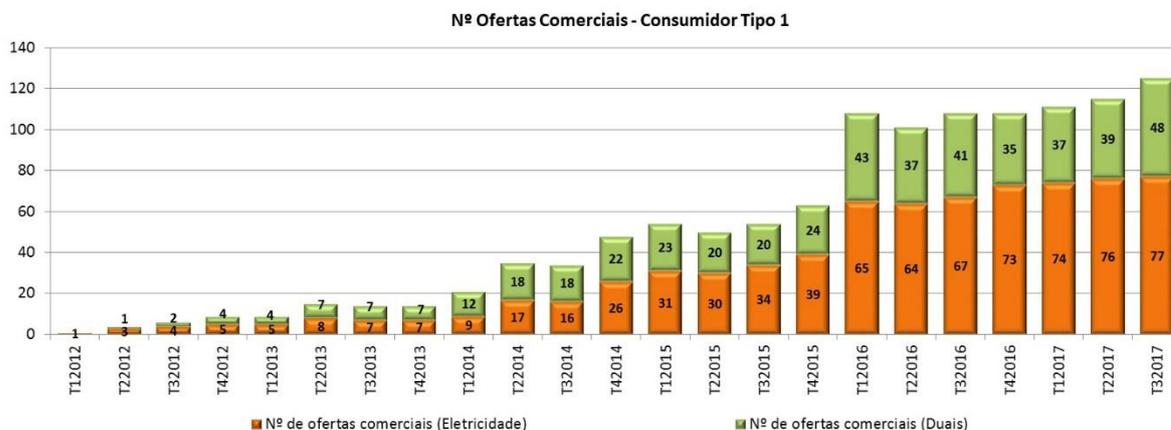


EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS

O número de comercializadores para o consumidor tipo 1 tem vindo a aumentar significativamente, existindo atualmente 16 comercializadores com ofertas mono eletricidade e 7 comercializadores a apresentar ofertas duais. Adicionalmente 4 comercializadores apresentam ofertas com serviços adicionais.

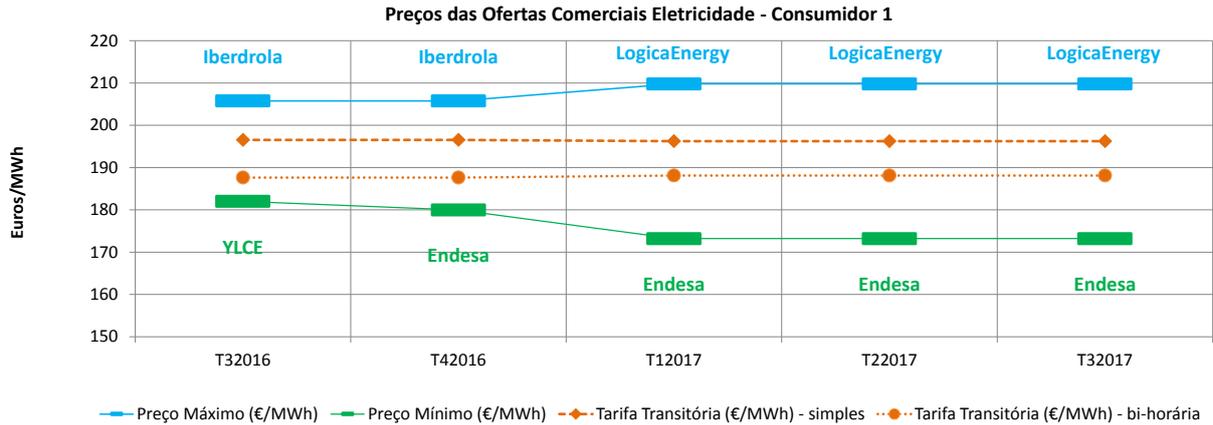


O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar substancialmente, atingindo no 3.º trimestre de 2017 o valor de 125 ofertas. Importa destacar o incremento do número de ofertas mono eletricidade que atingiu o valor de 77 ofertas. Também o número de ofertas comerciais duais (eletricidade e gás natural) tem vindo a aumentar, atingindo o valor de 48 ofertas comerciais.



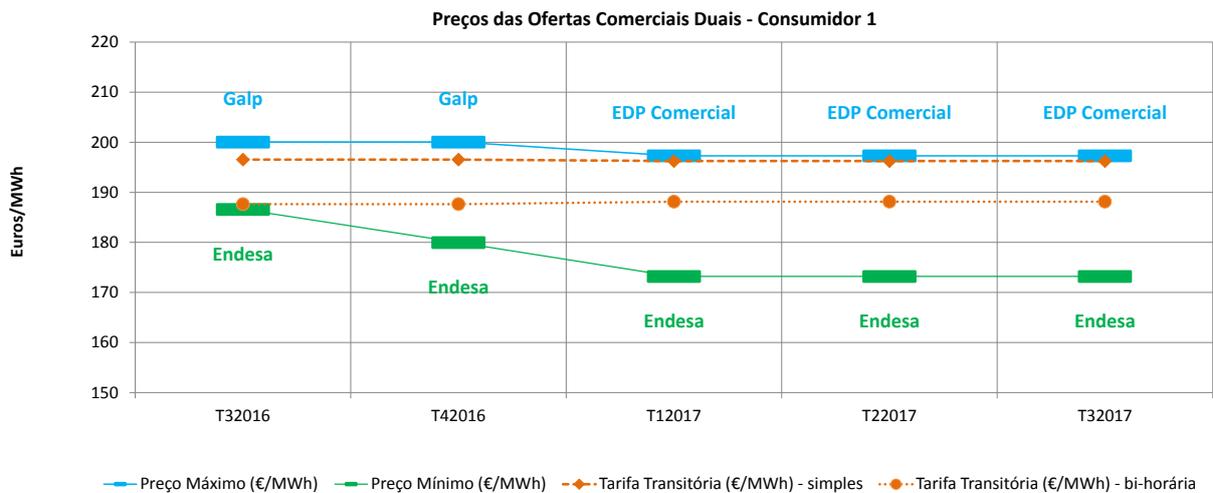
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS REAIS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONO ELETRICIDADE

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial mono eletricidade mais competitiva e a oferta comercial mono eletricidade menos competitiva tem vindo a aumentar, atingindo um valor máximo de -17%, no 1.º, 2.º e 3.º trimestres de 2017. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor (tarifa simples e tarifa bi-horária) verifica-se que a oferta comercial mono eletricidade de menor preço é sempre mais competitiva do que a tarifa regulada.



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS REAIS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAIS

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial dual mais competitiva e a oferta comercial dual menos competitiva tem vindo a aumentar, atingindo um valor máximo de -12%, no 1.º, 2.º e 3.º trimestres de 2017. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor (tarifa simples e tarifa bi-horária) verifica-se que a oferta comercial dual de menor preço é sempre mais competitiva ou igual à tarifa regulada.



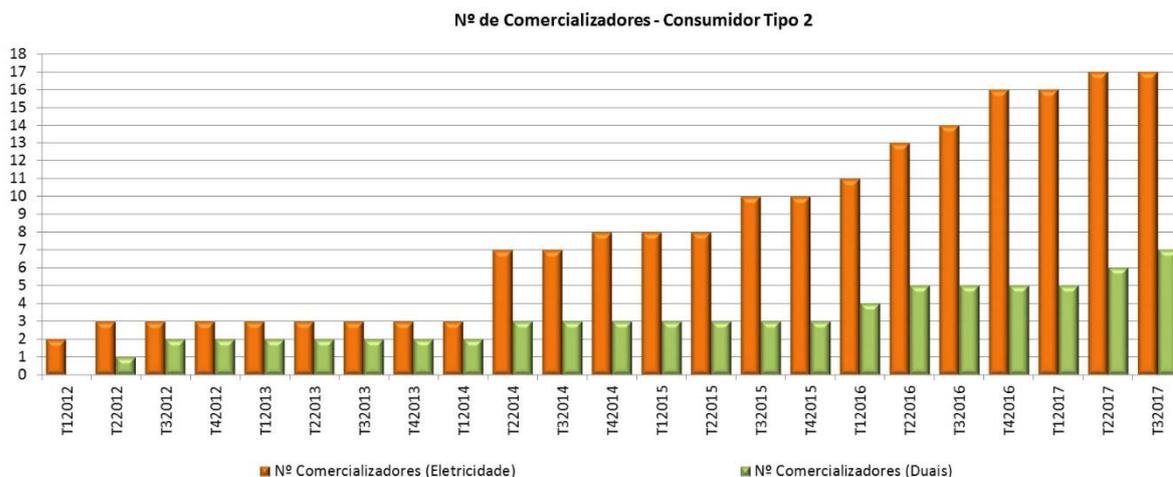
Consumidor tipo 2:



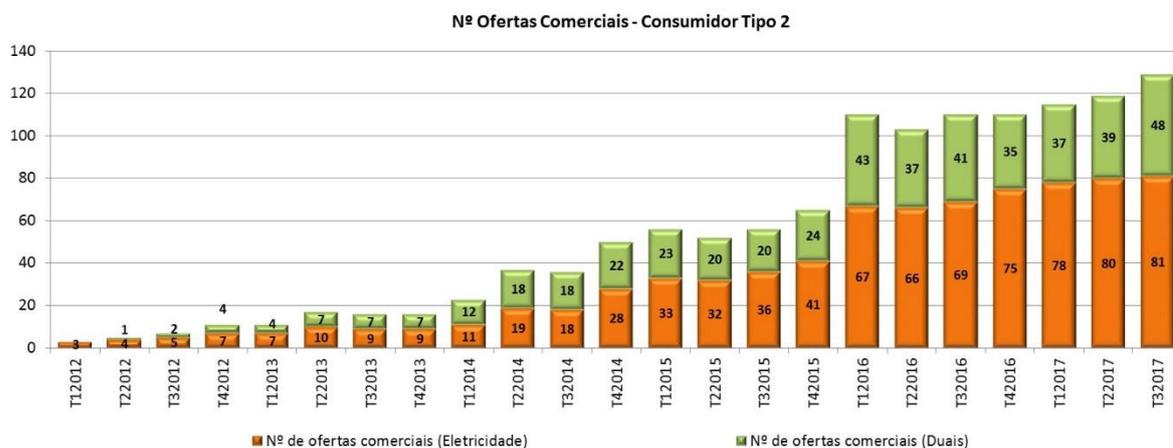
Casal com dois filhos
consumo anual 5 000 kWh
consumo em vazio 40%
potência contratada 6,9 kVA

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS

O número de comercializadores para o consumidor tipo 2 tem vindo a aumentar significativamente, existindo atualmente 17 comercializadores com ofertas mono eletricidade e 7 comercializadores a apresentar ofertas duais. Adicionalmente 4 comercializadores apresentam ofertas com serviços adicionais.

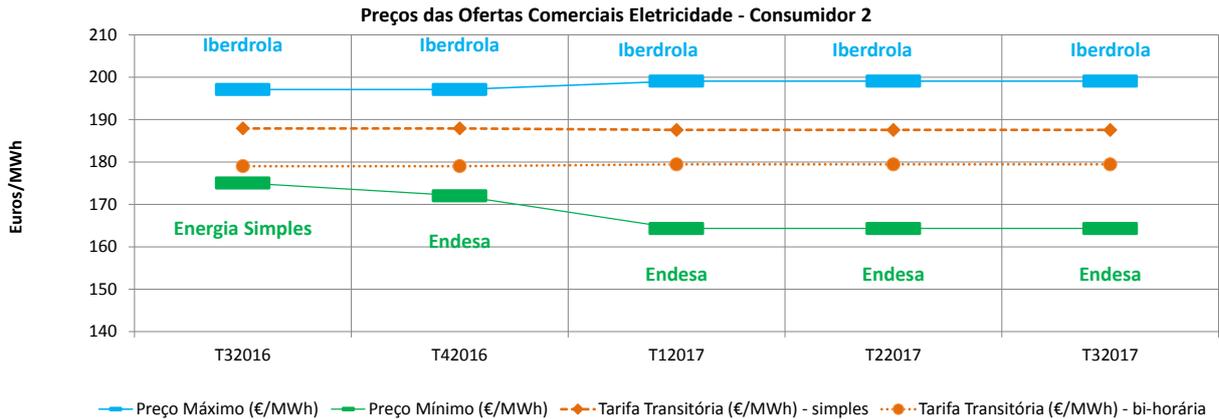


O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar substancialmente, atingindo no 3.º trimestre de 2017 o valor de 129 ofertas. Importa destacar o incremento do número de ofertas mono eletricidade que atingiu o valor de 81 ofertas. Também o número de ofertas comerciais duais (eletricidade e gás natural) tem vindo a aumentar, atingindo o valor de 48 ofertas comerciais.



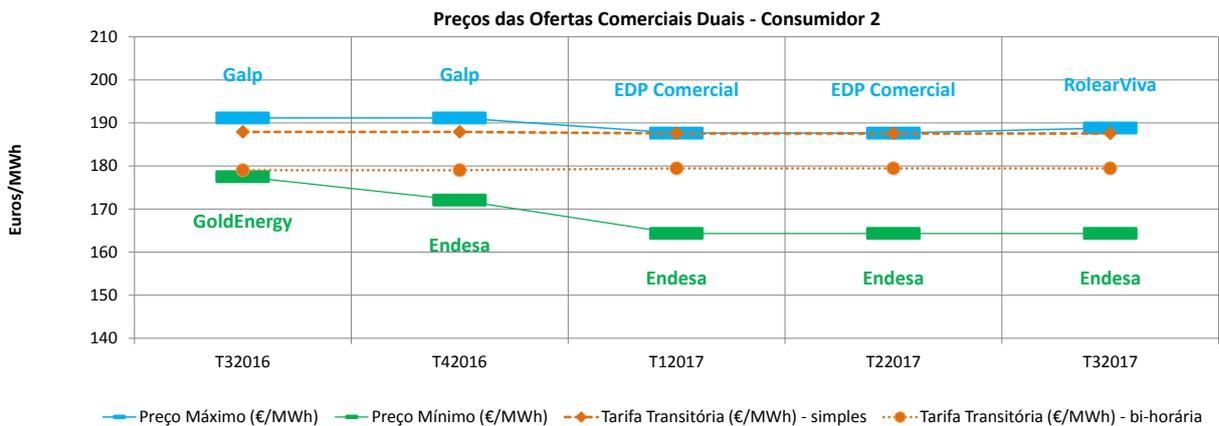
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS REAIS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONO ELETRICIDADE

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial mono eletricidade mais competitiva e a oferta comercial mono eletricidade menos competitiva tem vindo a aumentar, atingindo um valor máximo de -17%, no 1.º, 2.º e 3.º trimestres de 2017. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor (tarifa simples e tarifa bi-horária) verifica-se que a oferta comercial mono eletricidade de menor preço é sempre mais competitiva do que a tarifa regulada.



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS REAIS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAIS

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial dual mais competitiva e a oferta comercial dual menos competitiva tem vindo a aumentar, atingindo um valor máximo de -12%, no 1.º, 2.º e 3.º trimestres de 2017. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor (tarifa simples e tarifa bi-horária) verifica-se que a oferta comercial dual de menor preço é sempre mais competitiva ou igual à tarifa regulada.



Consumidor tipo 3:

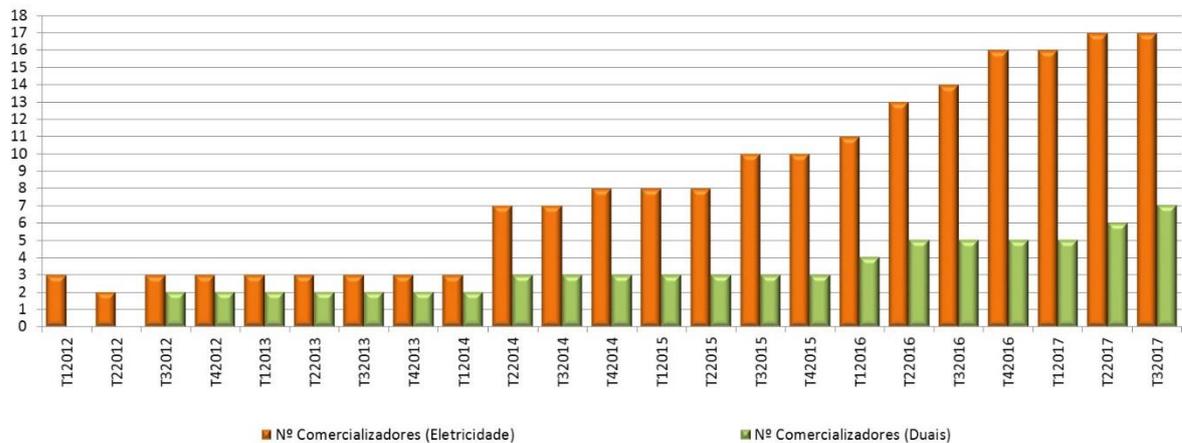


Casal com **quatro filhos**
 consumo anual 10 900 kWh
 consumo em vazio 40%
 potência contratada 13,8 kVA

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS

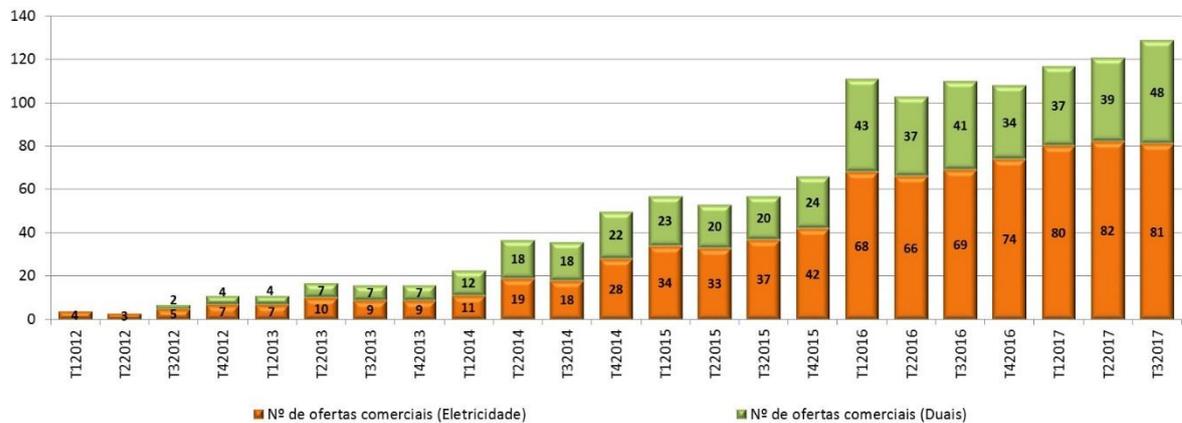
O número de comercializadores para o consumidor tipo 3 tem vindo a aumentar significativamente, existindo atualmente 17 comercializadores com ofertas mono eletricidade e 7 comercializadores a apresentar ofertas duais. Adicionalmente 4 comercializadores apresentam ofertas com serviços adicionais.

Nº de Comercializadores - Consumidor Tipo 3



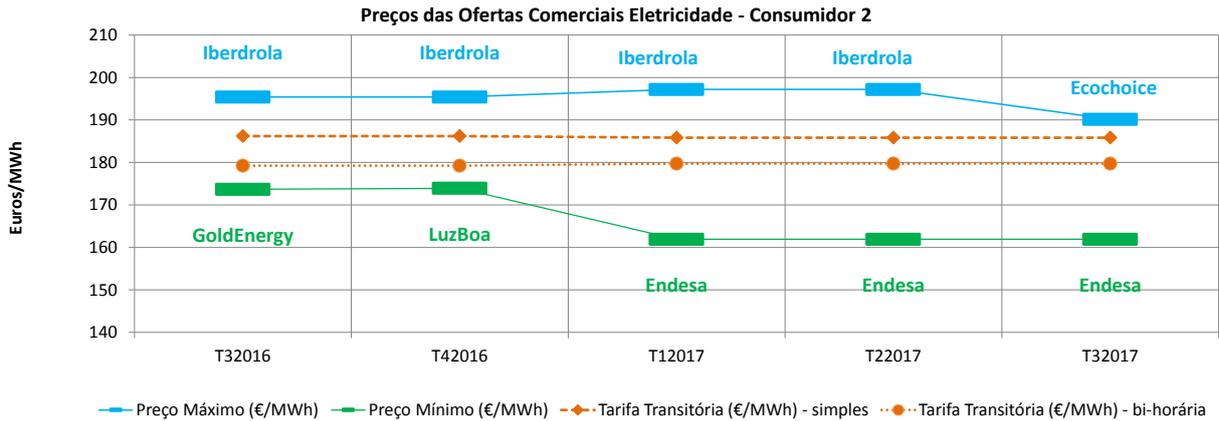
O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar substancialmente, atingindo no 3.º trimestre de 2017 o valor de 129 ofertas. Importa destacar o incremento do número de ofertas mono eletricidade que atingiu o valor de 81 ofertas. Também o número de ofertas comerciais duais (eletricidade e gás natural) tem vindo a aumentar, atingindo o valor de 48 ofertas comerciais.

Nº Ofertas Comerciais - Consumidor Tipo 3



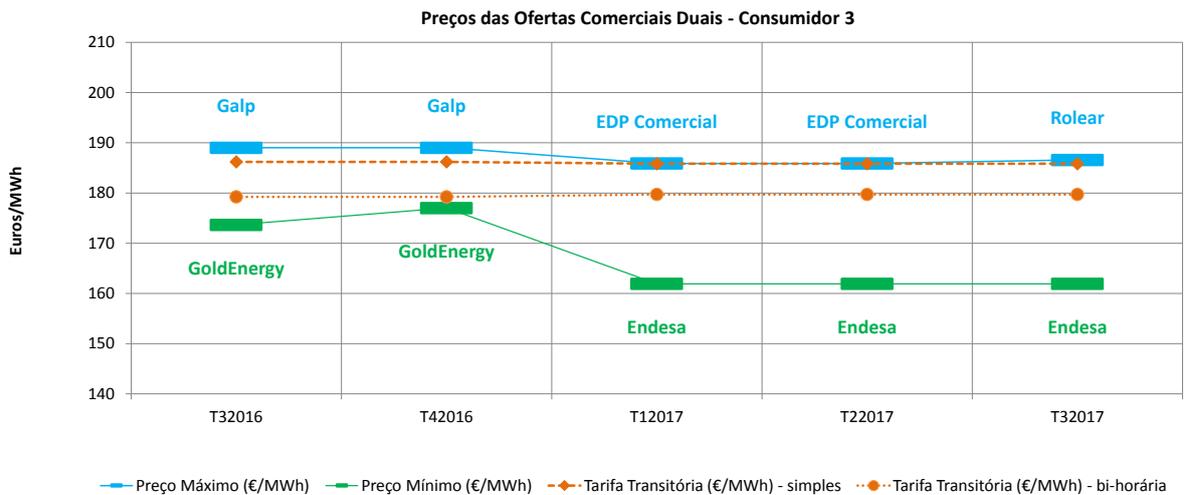
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS REAIS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONO ELETRICIDADE

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial mono eletricidade mais competitiva e a oferta comercial mono eletricidade menos competitiva tem vindo a aumentar, atingindo um valor máximo de -15%, no 3.º trimestre de 2017. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor (tarifa simples e tarifa bi-horária) verifica-se que a oferta comercial mono eletricidade de menor preço é sempre mais competitiva do que a tarifa regulada.



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS REAIS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAIS

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial dual mais competitiva e a oferta comercial dual menos competitiva tem vindo a aumentar, atingindo um valor máximo de -13%, no 1.º, 2.º e 3.º trimestres de 2017. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor (tarifa simples e tarifa bi-horária) verifica-se que a oferta comercial dual de menor preço é sempre mais competitiva ou igual à tarifa regulada.



ANEXO I
SIGLAS

SIGLAS**TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL:**

BTN > MU - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA) - Médias Utilizações

BTN > LU - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA) - Longas Utilizações

BTN ≤ 2,3 kVA Simples - Baixa Tensão Normal (≤2,3 kVA) – Simples

BTN < Simples - Baixa Tensão Normal (≤ 20,7 kVA e > 2,3 kVA) – Simples

BTN < Bi-horária - Baixa Tensão Normal (≤ 20,7 kVA) - Bi-horária

BTN Sazonal > - Baixa Tensão Normal Sazonal (> 20,7 kVA)

BTN Sazonal < Simples - Baixa Tensão Normal Sazonal (≤ 20,7 kVA) – Simples

BTN Sazonal < Bi-horária - Baixa Tensão Normal Sazonal (≤ 20,7 kVA) - Bi-horária

BTN Sazonal < Tri- horária - Baixa Tensão Normal Sazonal (≤ 20,7 kVA) - Tri-horária

TPc - Preço do termo de potência contratada.

TPp - Preço do termo de potência em horas de ponta.

TwP - Preço de energia ativa em horas de ponta.

TwC - Preço de energia ativa em horas cheias.

TF - Preço do termo fixo.

TwFV - Preço de energia ativa em horas fora de vazio.

TwV - Preço de energia ativa em horas de vazio.

Tw - Preço de energia ativa.

TPc n - Preço de potência da opção tarifária de BTN do escalão de potência contratada n.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES:

MT - Média Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

BTN > - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)

BTN \leq 2,3 kVA Simples - Baixa Tensão Normal (\leq 2,3 kVA) - Simples

BTN < Simples - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA e > 2,3 kVA) - Simples

BTN < Bi-horária - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA) - Bi-horária

BTN < Tri-horária - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA) - Tri-horária

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA:

MT - Média Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

BTN > - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA, Tri-horária)

BTN \leq 2,3 kVA Simples - Baixa Tensão Normal (\leq 2,3 kVA) - Simples

BTN < Simples - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA e > 3,45 kVA) - Simples

BTN < Bi-horária. - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA e > 3,45 kVA) - Bi-horária

BTN < Tri-horária. - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA e > 3,45 kVA) - Tri-horária

ANEXO II
DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS
DA REDE DE TRANSPORTE

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo II – Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de transporte

Figura II - 1 - Custo incremental de potência em horas de ponta em MAT

		(Unidade: 10 ³ EUR)													
Investimento (mil €)	CAPEX	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
2004	24 499	1 860	1 860	1 860	1 860	1 860	1 860	1 860	1 860	1 860	1 860	1 860	1 860	1 860	
2005	25 178		1 911	1 911	1 911	1 911	1 911	1 911	1 911	1 911	1 911	1 911	1 911	1 911	
2006	33 123			2 514	2 514	2 514	2 514	2 514	2 514	2 514	2 514	2 514	2 514	2 514	
2007	32 111				2 437	2 437	2 437	2 437	2 437	2 437	2 437	2 437	2 437	2 437	
2008	15 696					1 191	1 191	1 191	1 191	1 191	1 191	1 191	1 191	1 191	
2009	52 673						3 998	3 998	3 998	3 998	3 998	3 998	3 998	3 998	
2010	32 183							2 443	2 443	2 443	2 443	2 443	2 443	2 443	
2011	51 309								3 895	3 895	3 895	3 895	3 895	3 895	
2012	27 221									2 066	2 066	2 066	2 066	2 066	
2013	28 419										2 157	2 157	2 157	2 157	
2014	12 586											955	955	955	
2015	12 987												986	986	
2016	24 407													1 853	
OPEX		490	994	1 656	2 298	2 612	3 666	4 309	5 335	5 880	6 448	6 700	6 960	7 448	
CAPEX+OPEX		2 350	4 764	7 941	11 020	12 526	17 577	20 664	25 584	28 195	30 921	32 128	33 373	35 714	
factor de actualização		2,24	2,11	1,98	1,86	1,75	1,64	1,55	1,45	1,36	1,28	1,21	1,13	1,06	
Valor actualizado		5 272	10 047	15 736	20 522	21 919	28 905	31 932	37 153	38 476	39 651	38 716	37 792	38 005	

Potência em horas de ponta MAT (kW)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	6 164 217	6 514 888	6 717 557	6 717 557	6 717 557	6 981 754	7 063 696	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514
Δ anual de potência em horas de ponta														
2005		350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671
2006			202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668
2007				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009						264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197
2010							81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942
2011								196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818
2012									0	0	0	0	0	0
2013										0	0	0	0	0
2014											0	0	0	0
2015												0	0	0
2016													0	0
2017														0
Total		-	350 671	553 339	553 339	553 339	817 537	899 479	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297
factor de actualização		-	2,11	1,98	1,86	1,75	1,64	1,55	1,45	1,36	1,28	1,21	1,13	1,06
Valor actualizado		-	739 493	1 096 536	1 030 434	968 316	1 344 405	1 389 987	1 592 008	1 496 037	1 405 851	1 321 103	1 241 463	1 096 297

CI MAT

Custo incremental (€/kW/ano)	22,918
Custo incremental (€/kW/mês)	1,910

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo II – Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de transporte

Figura II - 2 - Custo incremental de potência em horas de ponta em AT

Investimento (mil €)	CAPEX	(Unidade: 10 ³ EUR)													
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
2004	8 585	698	698	698	698	698	698	698	698	698	698	698	698	698	
2005	7 183		584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	
2006	33 744			2 745	2 745	2 745	2 745	2 745	2 745	2 745	2 745	2 745	2 745	2 745	
2007	24 185				1 967	1 967	1 967	1 967	1 967	1 967	1 967	1 967	1 967	1 967	
2008	27 775					2 259	2 259	2 259	2 259	2 259	2 259	2 259	2 259	2 259	
2009	23 401						1 903	1 903	1 903	1 903	1 903	1 903	1 903	1 903	
2010	5 489							446	446	446	446	446	446	446	
2011	33 978								2 764	2 764	2 764	2 764	2 764	2 764	
2012	17 960									1 461	1 461	1 461	1 461	1 461	
2013	22 172										1 803	1 803	1 803	1 803	
2014	9 389											764	764	764	
2015	7 676												624	624	
2016	2 745													223	
OPEX		172	315	990	1 474	2 029	2 497	2 607	3 287	3 646	4 089	4 277	4 431	4 486	
CAPEX+OPEX		870	1 598	5 018	7 468	10 283	12 654	13 211	16 654	18 474	20 721	21 672	22 450	22 728	
factor de actualização		2,24	2,11	1,98	1,86	1,75	1,64	1,55	1,45	1,36	1,28	1,21	1,13	1,06	
Valor actualizado		1 952	3 370	9 943	13 908	17 995	20 810	20 415	24 184	25 210	26 572	26 116	25 423	24 186	

Potência em horas de ponta AT (kW)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
6 048 547	6 409 876	6 605 518	6 605 518	6 605 518	6 868 321	6 948 671	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699
Δ anual de potência em horas de ponta														
2005		361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329
2006			195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642
2007				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009						262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803
2010							80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351
2011								185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028
2012									0	0	0	0	0	0
2013										0	0	0	0	0
2014											0	0	0	0
2015												0	0	0
2016													0	0
2017														0
Total	-	361 329	556 971	556 971	556 971	819 774	900 125	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153
factor de actualização	-	2,11	1,98	1,86	1,75	1,64	1,55	1,45	1,36	1,28	1,21	1,13	1,06	1,00
Valor actualizado	-	761 969	1 103 733	1 037 196	974 671	1 348 084	1 390 985	1 575 825	1 480 829	1 391 561	1 307 674	1 228 843	1 154 765	1 085 153

	CI '	CI MAT	CI AT
Custo incremental (€/kW/ano)	15,156	+ 22,918	= 38,073
Custo incremental (€/kW/mês)	1,263	+ 1,91	= 3,173

Nota: Os consumidores em MAT pagam a tarifa de uso da rede de transporte em MAT, enquanto que os consumidores em AT pagam a tarifa de uso da rede de transporte em AT. Assim, é necessário que o custo incremental de AT inclua o custo incremental de MAT, para considerar todos os investimentos na rede de transporte.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo II – Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de transporte

Figura II - 3 - Custo incremental de potência contratada em MAT

		(Unidade: 10 ³ EUR)													
Investimento (mil €)	CAPEX	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
	2004	3 178	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	
	2005	3 033		230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	
	2006	4 329			329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	
	2007	2 374				180	180	180	180	180	180	180	180	180	
	2008	787					60	60	60	60	60	60	60	60	
	2009	7 594						576	576	576	576	576	576	576	
	2010	856							65	65	65	65	65	65	
	2011	5 528								420	420	420	420	420	
	2012	6 087									462	462	462	462	
	2013	3 253										247	247	247	
	2014	1 328											101	101	
	2015	1 574												119	
	2016	924													70
OPEX			64	124	211	258	274	426	443	554	675	740	798	817	
CAPEX+OPEX			305	596	1 011	1 239	1 314	2 042	2 124	2 655	3 238	3 550	3 678	3 829	3 917
factor de actualização			2,24	2,11	1,98	1,86	1,75	1,64	1,55	1,45	1,36	1,28	1,21	1,13	1,06
Valor actualizado			684	1 256	2 003	2 306	2 299	3 358	3 283	3 855	4 419	4 553	4 432	4 336	4 169
Potência contratada MAT (kW)		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
		7 856 641	8 334 880	8 609 716	8 609 716	8 609 716	9 176 651	9 327 523	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018
Δ anual de potência contratada															
	2005		478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238
	2006			274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836
	2007				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2008				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2009						566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935
	2010							150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871
	2011								309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495
	2012									0	0	0	0	0	0
	2013										0	0	0	0	0
	2014											0	0	0	0
	2015												0	0	0
	2016													0	0
	2017														0
Total			478 238	753 075	753 075	753 075	1 320 010	1 470 882	1 780 376	1 780 376	1 780 376	1 780 376	1 780 376	1 780 376	1 780 376
factor de actualização			2,11	1,98	1,86	1,75	1,64	1,55	1,45	1,36	1,28	1,21	1,13	1,06	1,00
Valor actualizado			1 008 506	1 492 346	1 093 592	1 317 843	2 170 701	2 272 991	2 585 407	2 429 551	2 283 091	2 145 460	2 016 125	1 894 588	1 780 376

CI MAT

Custo incremental (€/kW/ano)	1,672
Custo incremental (€/kW/mês)	0,139

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo II – Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de transporte

Figura II - 4 - Custo incremental de potência contratada em AT

		(Unidade: 10 ³ EUR)													
Investimento (mil €)	CAPEX	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
	2004	2 146	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	
	2005	1 796	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	
	2006	8 436		640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	
	2007	6 046			459	459	459	459	459	459	459	459	459	459	
	2008	6 944				527	527	527	527	527	527	527	527	527	
	2009	5 850					444	444	444	444	444	444	444	444	
	2010	1 372						104	104	104	104	104	104	104	
	2011	8 495							645	645	645	645	645	645	
	2012	4 490								341	341	341	341	341	
	2013	5 543									421	421	421	421	
	2014	2 347										178	178	178	
	2015	1 919											146	146	
	2016	686												52	
OPEX			43	79	248	368	507	624	652	822	912	1 022	1 069	1 108	1 121
CAPEX+OPEX			206	378	1 187	1 767	2 433	2 994	3 126	3 940	4 371	4 902	5 128	5 312	5 377
factor de actualização			2,24	2,11	1,98	1,86	1,75	1,64	1,55	1,45	1,36	1,28	1,21	1,13	1,06
Valor actualizado			462	797	2 352	3 290	4 257	4 923	4 830	5 722	5 965	6 287	6 179	6 015	5 722

Potência contratada AT (kW)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	7 521 756	7 971 092	8 214 385	8 214 385	8 214 385	8 541 197	8 641 118	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213
Δ anual de potência contratada														
2005		449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336
2006			243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293
2007				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009						326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813
2010							99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921
2011								230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094
2012									0	0	0	0	0	0
2013										0	0	0	0	0
2014											0	0	0	0
2015												0	0	0
2016													0	0
2017														0
Total	-	449 336	692 629	692 629	692 629	1 019 442	1 119 363	1 349 457	1 349 457	1 349 457	1 349 457	1 349 457	1 349 457	1 349 457
factor de actualização	-	2,11	1,98	1,86	1,75	1,64	1,55	1,45	1,36	1,28	1,21	1,13	1,06	1,00
Valor actualizado	-	947 557	1 372 562	1 289 820	1 212 066	1 676 429	1 729 779	1 959 639	1 841 506	1 730 495	1 626 176	1 528 145	1 436 024	1 349 457

	CI'	CI MAT	CI AT
Custo incremental (€/kW/ano)	2,883	+ 1,672	= 4,556
Custo incremental (€/kW/mês)	0,240	+ 0,139	= 0,38

Nota: Os consumidores em MAT pagam a tarifa de uso da rede de transporte em MAT, enquanto que os consumidores em AT pagam a tarifa de uso da rede de transporte em AT. Assim, é necessário que o custo incremental de AT inclua o custo incremental de MAT, para considerar todos os investimentos na rede de transporte.

ANEXO III
DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS
DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo III – Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição

Figura III - 1 - Custo incremental de potência em horas de ponta em AT

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1998	14 299	1 201																						
1999	11 855		996																					
2000	13 985			1 175																				
2001	18 204				1 529																			
2002	19 107					1 605																		
2003	24 486						2 057																	
2004	26 970							2 266																
2005	24 759								2 080															
2006	19 224									1 615														
2007	16 646										1 398													
2008	13 313											1 118												
2009	7 395												621											
2010	6 682													561										
2011	4 333														364									
2012	4 904															412								
2013	4 752																399							
2014	4 925																	414						
2015	7 896																		663					
2016	3 770																			317				
2017	2 469																				207			
2018	1 937																					163		
2019	1 844																						155	
2020	2 203																							185
OPEX		472	863	1 325	1 925	2 556	3 315	4 502	5 492	6 376	7 109	7 748	8 081	8 368	8 494	8 655	8 831	8 959	9 299	9 468	9 577	9 664	9 747	9 846
CAPEX+OPEX		1 673	3 060	4 696	6 826	9 062	11 878	15 330	18 400	20 899	23 030	24 787	25 742	26 590	27 080	27 653	28 228	28 770	29 773	30 259	30 575	30 825	31 063	31 347
factor de actualização		3,47	3,25	3,04	2,85	2,67	2,50	2,34	2,19	2,05	1,92	1,80	1,69	1,58	1,48	1,39	1,30	1,22	1,14	1,07	1,00	0,94	0,88	0,82
Valor actualizado		5 803	9 942	14 291	19 456	24 191	29 699	35 902	40 362	42 939	44 318	44 678	43 458	42 046	40 107	38 361	36 678	35 013	33 938	32 306	30 575	28 872	27 251	25 758

Potência em horas de ponta AT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Δ anual de potência em horas de ponta	4 203 873	4 486 363	4 740 585	5 023 386	5 023 386	5 210 482	5 565 979	5 898 481	6 078 514	6 098 140	6 137 074	6 763 487	6 858 144	7 041 456	7 041 456	7 041 456	7 041 456	7 041 456	7 041 456	7 041 456	7 041 456	7 041 456	7 041 456	7 041 456
1999		282 490																						
2000			282 490																					
2001				282 490																				
2002					282 490																			
2003						187 096																		
2004							187 096																	
2005								187 096																
2006									187 096															
2007										187 096														
2008											187 096													
2009												187 096												
2010													187 096											
2011														187 096										
2012															187 096									
2013																187 096								
2014																	187 096							
2015																		187 096						
2016																			187 096					
2017																				187 096				
2018																					187 096			
2019																						187 096		
2020																							187 096	
2021																								187 096
Total		282 490	536 712	819 513	819 513	1 006 609	1 362 106	1 694 608	1 874 641	1 894 267	1 933 201	2 559 613	2 654 271	2 837 583	2 837 583	2 837 583	2 837 583	2 837 583	2 837 583	2 837 583	2 837 583	2 837 583	2 837 583	2 837 583
factor de actualização		3,25	3,04	2,85	2,67	2,50	2,34	2,19	2,05	1,92	1,80	1,69	1,58	1,48	1,39	1,30	1,22	1,14	1,07	1,00	0,94	0,88	0,82	0,77
Valor actualizado		917 748	1 633 175	2 335 707	2 187 709	2 516 897	3 189 971	3 717 201	3 851 554	3 645 275	3 484 473	4 321 213	4 197 083	4 202 638	3 936 344	3 686 924	3 453 308	3 234 494	3 029 545	2 837 583	2 657 784	2 469 378	2 331 642	2 183 901

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2020

Custo incremental (€/kW/ano)	10,3645
Custo incremental (€/kW/mês)	0,8637

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo III – Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição

Figura III - 2 - Custo incremental de potência em horas de ponta em MT

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1998	91 695	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703
1999	71 002		5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964	5 964
2000	70 468			5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919	5 919
2001	66 199				5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561	5 561
2002	75 617					6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352	6 352
2003	87 796						7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375	7 375
2004	102 518							8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612	8 612
2005	96 457								8 103	8 103	8 103	8 103	8 103	8 103	8 103	8 103	8 103	8 103	8 103	8 103	8 103	8 103	8 103	8 103
2006	66 453									5 582	5 582	5 582	5 582	5 582	5 582	5 582	5 582	5 582	5 582	5 582	5 582	5 582	5 582	5 582
2007	41 897										3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519
2008	41 090											3 452	3 452	3 452	3 452	3 452	3 452	3 452	3 452	3 452	3 452	3 452	3 452	3 452
2009	33 879												2 846	2 846	2 846	2 846	2 846	2 846	2 846	2 846	2 846	2 846	2 846	2 846
2010	23 919													2 009	2 009	2 009	2 009	2 009	2 009	2 009	2 009	2 009	2 009	2 009
2011	21 377														1 796	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796
2012	24 382															2 048	2 048	2 048	2 048	2 048	2 048	2 048	2 048	2 048
2013	21 910																1 840	1 840	1 840	1 840	1 840	1 840	1 840	1 840
2014	20 932																	1 758	1 758	1 758	1 758	1 758	1 758	1 758
2015	19 358																		1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626
2016	12 221																			1 027	1 027	1 027	1 027	1 027
2017	13 311																				1 118	1 118	1 118	1 118
2018	11 968																					1 005	1 005	1 005
2019	12 027																						1 010	1 010
2020	11 595																							974
OPEX		3 301	5 857	8 394	10 777	13 499	16 309	19 487	22 863	25 255	26 763	28 407	29 593	30 382	30 767	31 230	31 756	32 112	32 557	32 973	33 425	33 832	34 241	34 635
CAPEX+OPEX		11 004	19 524	27 380	35 924	44 998	55 183	66 973	78 451	86 426	91 454	96 549	100 580	103 379	105 559	108 071	110 437	112 551	114 623	116 065	117 635	119 048	120 467	121 835
factor de atualização		3,47	3,25	3,04	2,85	2,67	2,50	2,34	2,19	2,05	1,92	1,80	1,69	1,58	1,48	1,39	1,30	1,22	1,14	1,07	1,00	0,94	0,88	0,82
Valor atualizado		38 166	63 429	85 142	102 388	120 124	137 978	156 846	172 087	177 567	175 991	174 023	169 803	163 469	156 340	149 918	143 493	136 974	130 656	123 917	117 635	111 504	105 684	100 112

Potência em horas de ponta MT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Δ anual de potência em horas de ponta	3 596 799	3 860 351	4 082 209	4 325 035	4 325 035	4 486 131	4 769 160	5 003 191	5 159 200	5 159 200	5 224 023	5 826 083	5 826 083	5 826 083	5 826 083	5 826 083	5 826 083	5 826 083	5 826 083	5 826 083	5 826 083	5 826 083	5 826 083	5 826 083
1999		263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553	263 553
2000			221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858	221 858
2001				242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826	242 826
2002					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003						161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096	161 096
2004							283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029	283 029
2005								234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031	234 031
2006									156 009	156 009	156 009	156 009	156 009	156 009	156 009	156 009	156 009	156 009	156 009	156 009	156 009	156 009	156 009	156 009
2007										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008											64 823	64 823	64 823	64 823	64 823	64 823	64 823	64 823	64 823	64 823	64 823	64 823	64 823	64 823
2009												602 060	602 060	602 060	602 060	602 060	602 060	602 060	602 060	602 060	602 060	602 060	602 060	602 060
2010													0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012															0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013																0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014																	0	0	0	0	0	0	0	0
2015																		0	0	0	0	0	0	0
2016																			0	0	0	0	0	0
2017																				0	0	0	0	0
2018																					0	0	0	0
2019																						0	0	0
2020																							0	0
2021																								0
Total		-	263 553	485 411	728 237	728 237	889 333	1 172 362	1 406 392	1 562 401	1 562 401	1 627 224	2 229 284	2 229 284	2 229 284	2 229 284	2 229 284	2 229 284	2 229 284	2 229 284	2 229 284	2 229 284	2 229 284	2 229 284
factor de atualização		-	3,25	3,04	2,85	2,67	2,50	2,34	2,19	2,05	1,92	1,80	1,69	1,58	1,48	1,39	1,30	1,22	1,14	1,07	1,00	0,94	0,88	0,82
Valor atualizado		-	856 225	1 477 069	2 075 558	1 944 044	2 223 662	2 745 601	3 084 987	3 210 040	3 006 641	2 932 970	3 763 541	3 525 070	3 301 709	3 092 502	2 896 550	2 713 015	2 541 109	2 380 095	2 229 284	2 088 029	1 955 724	1 831 803

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2020

Custo incremental (€/kW/ano)	52,3215
Custo incremental (€/kW/mês)	4,3601

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo III – Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição

Figura III - 3 - Custo incremental de potência em horas de ponta em BT

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1998	52 827	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438	4 438
1999	49 422		4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152	4 152
2000	49 572			4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164	4 164
2001	58 720				4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933	4 933
2002	56 488					4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745	4 745
2003	51 198						4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301	4 301
2004	49 639							4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170
2005	48 515								4 075	4 075	4 075	4 075	4 075	4 075	4 075	4 075	4 075	4 075	4 075	4 075	4 075	4 075	4 075	4 075
2006	41 101									3 453	3 453	3 453	3 453	3 453	3 453	3 453	3 453	3 453	3 453	3 453	3 453	3 453	3 453	3 453
2007	29 900										2 512	2 512	2 512	2 512	2 512	2 512	2 512	2 512	2 512	2 512	2 512	2 512	2 512	2 512
2008	31 664											2 660	2 660	2 660	2 660	2 660	2 660	2 660	2 660	2 660	2 660	2 660	2 660	2 660
2009	36 113												3 034	3 034	3 034	3 034	3 034	3 034	3 034	3 034	3 034	3 034	3 034	3 034
2010	28 305													2 378	2 378	2 378	2 378	2 378	2 378	2 378	2 378	2 378	2 378	2 378
2011	26 442														2 221	2 221	2 221	2 221	2 221	2 221	2 221	2 221	2 221	2 221
2012	24 763															2 080	2 080	2 080	2 080	2 080	2 080	2 080	2 080	2 080
2013	20 055																1 685	1 685	1 685	1 685	1 685	1 685	1 685	1 685
2014	16 052																	1 348	1 348	1 348	1 348	1 348	1 348	1 348
2015	16 594																		1 394	1 394	1 394	1 394	1 394	1 394
2016	19 085																			1 603	1 603	1 603	1 603	1 603
2017	20 283																				1 704	1 704	1 704	1 704
2018	19 081																					1 603	1 603	1 603
2019	18 711																						1 572	1 572
2020	20 264																							1 702
OPEX		2 219	4 294	6 377	8 843	11 215	13 570	15 804	17 890	19 699	21 104	23 099	24 977	26 449	27 453	28 489	29 351	29 961	30 592	31 527	32 521	33 246	34 750	35 946
CAPEX+OPEX		6 656	12 884	19 130	26 529	33 646	40 302	46 706	52 867	58 128	62 045	66 700	71 611	75 461	78 687	81 782	84 349	86 308	88 332	90 870	93 568	96 297	98 973	101 870
fator de actualização		3,47	3,25	3,04	2,85	2,67	2,50	2,34	2,19	2,05	1,92	1,80	1,69	1,58	1,48	1,39	1,30	1,22	1,14	1,07	1,00	0,94	0,88	0,82
Valor actualizado		23 088	41 856	58 211	75 610	89 819	100 770	109 382	115 966	119 427	119 398	120 222	120 896	119 323	116 540	113 449	109 596	105 035	100 688	97 018	93 568	90 195	86 827	83 707

Potência em horas de ponta BT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Δ anual de potência em horas de ponta	2 132 848	2 312 990	2 452 697	2 559 795	2 599 726	2 706 085	2 844 082	2 983 655	3 078 911	3 133 829	3 161 086	3 325 192	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337
1999		180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141
2000			139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708
2001				107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098
2002					39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931
2003						106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359	106 359
2004							137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997	137 997
2005								139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573	139 573
2006									95 256	95 256	95 256	95 256	95 256	95 256	95 256	95 256	95 256	95 256	95 256	95 256	95 256	95 256	95 256	95 256
2007										54 918	54 918	54 918	54 918	54 918	54 918	54 918	54 918	54 918	54 918	54 918	54 918	54 918	54 918	54 918
2008											27 257	27 257	27 257	27 257	27 257	27 257	27 257	27 257	27 257	27 257	27 257	27 257	27 257	27 257
2009												164 106	164 106	164 106	164 106	164 106	164 106	164 106	164 106	164 106	164 106	164 106	164 106	164 106
2010													100 146	100 146	100 146	100 146	100 146	100 146	100 146	100 146	100 146	100 146	100 146	100 146
2011														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012															0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013																0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014																	0	0	0	0	0	0	0	0
2015																		0	0	0	0	0	0	0
2016																			0	0	0	0	0	0
2017																				0	0	0	0	0
2018																					0	0	0	0
2019																						0	0	0
2020																							0	0
2021																								0
Total	-	180 141	319 849	426 947	466 878	573 237	711 234	850 807	946 063	1 000 980	1 028 238	1 192 344	1 292 489	1 292 489	1 292 489	1 292 489	1 292 489	1 292 489	1 292 489	1 292 489	1 292 489	1 292 489	1 292 489	1 292 489
fator de actualização	-	3,25	3,04	2,85	2,67	2,50	2,34	2,19	2,05	1,92	1,80	1,69	1,58	1,48	1,39	1,30	1,22	1,14	1,07	1,00	0,94	0,88	0,82	0,77
Valor actualizado	-	585 240	973 277	1 216 848	1 246 341	1 433 306	1 665 667	1 866 284	1 943 738	1 926 258	1 853 334	2 012 948	2 043 757	1 914 257	1 792 963	1 679 355	1 572 945	1 473 278	1 379 926	1 292 489	1 210 593	1 133 885	1 062 038	994 744

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2020

Custo incremental (€/kW/ano)	64,4986
Custo incremental (€/kW/mês)	5,3749

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo III – Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição

Figura III - 4 - Custo incremental de potência contratada em AT

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1998	1 589	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133
1999	1 317		111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111
2000	1 554			131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
2001	2 023				170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
2002	2 123					178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178
2003	2 721						229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
2004	2 997							252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
2005	2 751								231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231
2006	2 136									179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179
2007	1 850										155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
2008	1 479											124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
2009	822												69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
2010	742													62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
2011	481														40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
2012	545															46	46	46	46	46	46	46	46	46
2013	528																44	44	44	44	44	44	44	44
2014	547																	46	46	46	46	46	46	46
2015	877																		74	74	74	74	74	74
2016	419																			35	35	35	35	35
2017	274																				23	23	23	23
2018	215																					18	18	18
2019	205																						17	17
2020	245																							21
OPEX		52	96	147	214	284	368	500	610	708	790	861	898	930	944	962	981	995	1 033	1 052	1 064	1 074	1 083	1 094
CAPEX+OPEX		186	340	522	758	1 007	1 320	1 703	2 044	2 322	2 559	2 754	2 860	2 954	3 009	3 073	3 136	3 197	3 308	3 362	3 397	3 425	3 451	3 483
factor de actualização		3,47	3,25	3,04	2,85	2,67	2,50	2,34	2,19	2,05	1,92	1,80	1,69	1,58	1,48	1,39	1,30	1,22	1,14	1,07	1,00	0,94	0,88	0,82
Valor actualizado		645	1 105	1 588	2 162	2 688	3 300	3 989	4 485	4 771	4 924	4 964	4 829	4 672	4 456	4 262	4 075	3 890	3 771	3 590	3 397	3 208	3 028	2 862

Potência contratada AT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*	
Δ anual de potência contratada	5 547 000	5 902 235	6 320 037	6 678 347	6 678 347	6 861 923	7 351 342	7 757 068	8 012 274	8 097 941	8 127 210	8 879 546	8 918 468	9 147 069	9 147 069	9 147 069	9 147 069	9 147 069	9 147 069	9 147 069	9 147 069	9 147 069	9 147 069	9 147 069	
1999		355 235																							
2000			355 235																						
2001				417 802																					
2002					358 310																				
2003						0																			
2004							183 576																		
2005								489 419																	
2006									405 726																
2007										255 206															
2008											85 667														
2009												29 269													
2010													752 336												
2011														38 922											
2012															228 601										
2013																0									
2014																	0								
2015																		0							
2016																			0						
2017																				0					
2018																					0				
2019																						0			
2020																							0		
2021																								0	
Total	-	355 235	773 037	1 131 346	1 131 346	1 314 922	1 804 341	2 210 067	2 465 273	2 550 940	2 580 210	3 332 545	3 371 467	3 600 068	3 600 068	3 600 068	3 600 068	3 600 068	3 600 068	3 600 068	3 600 068	3 600 068	3 600 068	3 600 068	
factor de actualização	-	3,25	3,04	2,85	2,67	2,50	2,34	2,19	2,05	1,92	1,80	1,69	1,58	1,48	1,39	1,30	1,22	1,14	1,07	1,00	0,94	0,88	0,82	0,77	
Valor actualizado	-	1 154 079	2 352 294	3 224 468	3 020 155	3 287 795	4 225 659	4 847 886	5 065 041	3 778 103	4 650 666	5 628 098	5 331 154	5 331 927	4 994 078	4 677 636	4 381 244	4 103 634	3 843 613	3 600 068	3 371 956	3 158 297	2 958 176	2 770 736	

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2020

Custo incremental (€/kW/ano)	0,8987
Custo incremental (€/kW/mês)	0,0749

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo III – Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição

Figura III - 5 - Custo incremental de potência contratada em MT

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1998	26 867	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257
1999	25 388		2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133	2 133
2000	24 735			2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078
2001	20 755				1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743	1 743
2002	21 264					1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786	1 786
2003	25 604						2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151	2 151
2004	26 576							2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232	2 232
2005	24 734								2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078
2006	18 204									1 529	1 529	1 529	1 529	1 529	1 529	1 529	1 529	1 529	1 529	1 529	1 529	1 529	1 529	1 529
2007	10 762										904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904
2008	10 939											919	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919
2009	10 391												873	873	873	873	873	873	873	873	873	873	873	873
2010	8 289													696	696	696	696	696	696	696	696	696	696	696
2011	7 165														602	602	602	602	602	602	602	602	602	602
2012	7 745															651	651	651	651	651	651	651	651	651
2013	7 117																598	598	598	598	598	598	598	598
2014	6 762																	568	568	568	568	568	568	568
2015	5 817																		489	489	489	489	489	489
2016	3 397																			285	285	285	285	285
2017	4 028																				338	338	338	338
2018	3 833																					322	322	322
2019	3 774																						317	317
2020	4 057																							341
OPEX		967	1 881	2 772	3 519	4 284	5 104	5 927	6 793	7 448	7 836	8 273	8 637	8 911	9 040	9 187	9 358	9 473	9 606	9 722	9 859	9 989	10 117	10 255
CAPEX+OPEX		3 224	6 271	9 239	11 730	14 281	17 251	20 308	23 251	25 435	26 727	28 083	29 320	30 290	31 021	31 818	32 587	33 270	33 892	34 293	34 768	35 221	35 666	36 145
factor de actualização		3,47	3,25	3,04	2,85	2,67	2,50	2,34	2,19	2,05	1,92	1,80	1,69	1,58	1,48	1,39	1,30	1,22	1,14	1,07	1,00	0,94	0,88	0,82
Valor actualizado		11 183	20 372	28 113	33 431	38 124	43 135	47 559	51 002	52 259	51 432	50 618	49 499	47 896	45 943	44 139	42 341	40 489	38 633	36 613	34 768	32 989	31 289	29 700

Potência contratada MT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Δ anual de potência contratada	7 019 392	7 442 702	7 798 089	8 171 336	8 152 319	9 176 540	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514	10 386 514
1999		423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310	423 310
2000			355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387	355 387
2001				373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247	373 247
2002					980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983	980 983
2003						24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221	24 221
2004							1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974	1 209 974
2005								0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009												0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010													0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012															0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013																0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014																	0	0	0	0	0	0	0	0
2015																		0	0	0	0	0	0	0
2016																			0	0	0	0	0	0
2017																				0	0	0	0	0
2018																					0	0	0	0
2019																						0	0	0
2020																							0	0
2021																								0
Total		-	423 310	778 696	1 151 944	2 132 926	2 157 148	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122	3 367 122
factor de actualização		-	3,25	3,04	2,85	2,67	2,50	2,34	2,19	2,05	1,92	1,80	1,69	1,58	1,48	1,39	1,30	1,22	1,14	1,07	1,00	0,94	0,88	0,77
Valor actualizado		-	1 375 241	2 369 516	3 283 172	5 693 895	5 393 673	7 885 597	7 385 939	6 917 940	6 479 595	6 069 026	5 684 471	5 324 283	4 986 918	4 670 930	4 374 964	4 097 751	3 838 103	3 594 908	3 367 122	3 153 769	2 953 936	2 766 764

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2020

Custo incremental (€/kWh/ano)	8,6470
Custo incremental (€/kWh/mês)	0,7206

ANEXO IV
LISTA DAS OFERTAS COMERCIAIS

LISTA DAS OFERTAS COMERCIAIS

A. LISTA DE OFERTAS COMERCIAIS - CONSUMIDOR TIPO 1

Consumidor Tipo 1 - Ofertas comerciais exclusivamente de eletricidade (ofertas mono)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Tarifa e-luz - Bi-horária	329	Eletricidade	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz - Bi-horário	333	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz - Bi-horário	336	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz - Bi-horário	340	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Goldenergy	Monoelétrico + Cliente - Bi-horário	344	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Elusa	Elusa BTN - Bi-horário	348	Eletricidade	CE	Outros	FE	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE+DD) - 40% - Bi-horário	350	Eletricidade	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Energia Simples	Plano Base Online - Bi-horário	354	Eletricidade	CE	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE) - 35% - Bi-horário	354	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (DD) - 35% - Bi-horário	354	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Luzboa	LUZBOA - Bi-horário	354	Eletricidade	CE	DD	FE	
Goldenergy	Monoelétrico + Cliente - Simples	354	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Energia Simples	Plano Base - Bi-horário	355	Eletricidade	CE	Outros	Outros	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE+DD) - 40% - Simples	355	Eletricidade	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
YLCE	YLCE - Bi-horário	356	Eletricidade	CE	DD	FE	Preço fixo de Energia para o período do contrato.
Luzboa	LUZBOA 50/50 - Bi-horário	356	Eletricidade	CE	DD	FE	Devolução ao cliente de 50% da margem no preço de energia (kWh) após 12 meses de contrato. Cálculo do custo feito com base no preço de aquisição, coberturas de risco, fee's de trading e sobrecustos de comercialização. Contrato de 12 meses sem fidelização. Saída com perda do direito de reembolso.
YLCE	YLCE - Simples	356	Eletricidade	CE	DD	FE	Preço fixo de Energia para o período do contrato.
Luzboa	LUZBOA GERAL - Bi-horário	356	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Energia Simples	Plano Base Online - Simples	357	Eletricidade	CE	DD	FE	
jafPlus	Plano Plus - Bi-horário	357	Eletricidade	Outros	DD	FE	
jafPlus	Plano Plus - Simples	357	Eletricidade	Outros	DD	FE	
CUR (EDPSU)	BTN<=20,7kVA (tarifa bi-horária)	357	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais.
Luzboa	LUZBOA - Simples	358	Eletricidade	CE	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade - 30% - Bi-horário	358	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Endesa	Tarifa e-luz - Simples	359	Eletricidade	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
ELYGAS	POUPANÇA ONLINE - Bi-horário	359	Eletricidade	CE	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE) - 35% - Simples	359	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (DD) - 35% - Simples	359	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Elusa	Elusa BTN - Simples	359	Eletricidade	CE	Outros	FE	
Logica Energy	Geral 2017 - Bi-horário	360	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
HEN	HEN - Tarifa Bi-horária	361	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Goldenergy	Campanha Monoelétrico - Simples	362	Eletricidade	Outros	DD	FE	
ELYGAS	POUPANÇA ONLINE - Simples	362	Eletricidade	CE	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE+DD) - 25% - Bi-horário	362	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Endesa	Quero+ Luz - Simples	363	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp	Plano Energia3 Eletricidade - 30% - Simples	363	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
HEN	HEN - Tarifa Simples	364	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Rolear Viva	Tabela Geral - Bi-horário	364	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.
ELYGAS	POUPANÇA PRESENCIAL - Bi-horário	365	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
jafPlus	Plano Base - Bi-horário	366	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp eletricidade - Simples	366	Eletricidade	Outros	DD	FE	
ENAT Eletricidade	NET 2017 - Bi-horário	366	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE) - 20% - Bi-horário	366	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (DD) - 20% - Bi-horário	366	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Luzboa	LUZBOA GERAL - Simples	366	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Endesa	Quero+ Luz - Simples	367	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
jafPlus	Plano Base - Simples	367	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE+DD) - 25% - Simples	367	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Campanha Monoelétrico - Bi-horário	367	Eletricidade	Outros	DD	FE	
ELYGAS	POUPANÇA PRESENCIAL - Simples	368	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
ENAT Eletricidade	NET 2017 - Simples	368	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Goldenergy	Monoelétrico - Simples	369	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp eletricidade - Simples	369	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
AUDAX	Domésticos - Débito Directo - Bi-horário	369	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
ENAT Eletricidade	BASE 2017 - Bi-horário	370	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Logica Energy	Geral 2017 - Simples	370	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade - 15% - Bi-horário	370	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
AUDAX	Domésticos - Débito Directo - Simples	370	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
AUDAX	Domésticos - Multibanco - Bi-horário	370	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
AUDAX	Domésticos - Multibanco - Simples	371	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
Endesa	Quero+ Luz - Simples	371	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Energia Simples	Plano Base - Simples	371	Eletricidade	CE	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp eletricidade - Bi-horário	371	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Luzboa	LUZBOA 50/50 - Simples	371	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Devolução ao cliente de 50% da margem no preço de energia (kWh) após 12 meses de contrato. Cálculo do custo feito com base no preço de aquisição, coberturas de risco, fee's de trading e sobrecustos de comercialização. Contrato de 12 meses sem fidelização. Saída com perda do direito de reembolso.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE) - 20% - Simples	371	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (DD) - 20% - Simples	371	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
ENAT Eletricidade	BASE 2017 - Simples	372	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
CUR (EDPSU)	BTN<=20,7kVA (tarifa simples)	373	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais.
EDP Comercial	edp eletricidade - Simples	373	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Goldenergy	Monoelétrico - Bi-horário	374	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Rolear Viva	Tabela Geral - Simples	375	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
EDP Comercial	edp eletricidade - Bi-horário	375	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp eletricidade - Bi-horário	375	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade - 15% - Simples	375	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Logica Energy	Logica 2017 - Bi-horário	385	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Logica Energy	Logica 2017 - Simples	388	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Logica Energy	Geral Livre 2017 - Bi-horário	389	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Iberdrola	Plano Básico Casa/PME	396	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Logica Energy	Geral Livre 2017 - Simples	399	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Consumidor Tipo 1 - Ofertas comerciais de eletricidade e gás natural (ofertas duais)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD+FE) - Bi-horário	329	Dual	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Tarifa e-luz&gás - Bi-horária	329	Dual	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD) - Bi-horário	333	Dual	Outros	DD	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz e Gás - Bi-horário	336	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade + Cliente - Bi-horário	344	Dual	Outros	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Dual (FE+DD) - 40%+40% - Bi-horário	350	Dual	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Energia Simples	Plano Dual Online - Bi-horário	354	Dual	CE	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Dual (FE) - 35%+35% - Bi-horário	354	Dual	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35% - Bi-horário	354	Dual	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade + Cliente - Simples	354	Dual	Outros	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Dual (FE+DD) - 40%+40% - Simples	355	Dual	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Energia Simples	Plano Dual Online - Simples	357	Dual	CE	DD	FE	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE+DD) - 30%+30% - Bi-horário	358	Dual	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Dual - 30%+30% - Bi-horário	358	Dual	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD+FE) - Simples	359	Dual	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Tarifa e-luz&gás - Simples	359	Dual	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp	Plano Energia3 Dual (FE) - 35%+35% - Simples	359	Dual	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35% - Simples	359	Dual	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade - Simples	362	Dual	Outros	DD	FE	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25% - Bi-horário	362	Dual	Outros	Outros	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25% - Bi-horário	362	Dual	Outros	DD	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Energia Simples	Plano Dual - Bi-horário	362	Dual	CE	Outros	Outros	
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD) - Simples	363	Dual	Outros	DD	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE+DD) - 30%+30% - Simples	363	Dual	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Dual - 30%+30% - Simples	363	Dual	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Rolear Viva	Tabela Geral - Bi-horário	364	Dual	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.
Energia Simples	Plano Dual - Simples	365	Dual	CE	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Simples	366	Dual	Outros	DD	FE	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual - 20%+20% - Bi-horária	366	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Goldenergy	Dual Consumo Elevado - Simples	366	Dual	Outros	Outros	Outros	
Endesa	Quero+ Luz e Gás - Simples	367	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25% - Simples	367	Dual	Outros	Outros	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25% - Simples	367	Dual	Outros	DD	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade - Bi-horário	367	Dual	Outros	DD	FE	
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade - Simples	369	Dual	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Simples	369	Dual	Outros	DD	Outros	
AUDAX	Domésticos (Dual) - Débito Directo - Bi-horário	369	Dual	Outros	DD	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
AUDAX	Domésticos (Dual) - Débito Directo - Simples	370	Dual	Outros	DD	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
AUDAX	Domésticos (Dual) - Multibanco - Bi-horário	370	Dual	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
AUDAX	Domésticos (Dual) - Multibanco - Simples	371	Dual	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Bi-horário	371	Dual	Outros	DD	FE	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual - 20%+20% - Simples	371	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Goldenergy	Dual Consumo Elevado - Bi-horário	373	Dual	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Simples	373	Dual	Outros	Outros	Outros	
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade - Bi-horário	374	Dual	Outros	Outros	Outros	
Rolear Viva	Tabela Geral - Simples	375	Dual	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Bi-horário	375	Dual	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Bi-horário	375	Dual	Outros	DD	Outros	

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

B. LISTA DE OFERTAS COMERCIAIS - CONSUMIDOR TIPO 2

Consumidor Tipo 2 - Ofertas comerciais exclusivamente de eletricidade (ofertas mono)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Tarifa e-luz - Bi-horária	822	Eletricidade	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz - Bi-horário	831	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz - Bi-horário	840	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz - Bi-horário	850	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Goldenergy	Monoelétrico + Cliente - Bi-horário	868	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Elusa	Elusa BTN - Bi-horário	879	Eletricidade	CE	Outros	FE	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE+DD) - 40% - Bi-horário	885	Eletricidade	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Energia Simples	Plano Base Online - Bi-horário	891	Eletricidade	CE	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE) - 35% - Bi-horário	893	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (DD) - 35% - Bi-horário	893	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Luzboa	LUZBOA - Bi-horário	893	Eletricidade	CE	DD	FE	
Energia Simples	Plano Base - Bi-horário	893	Eletricidade	CE	Outros	Outros	
Luzboa	LUZBOA GERAL - Bi-horário	894	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
CUR (EDPSU)	BTN<=20,7kVA (tarifa bi-horária)	897	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais.
Goldenergy	Campanha Monoelétrico - Bi-horário	897	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Luzboa	LUZBOA 50/50 - Bi-horário	897	Eletricidade	CE	DD	FE	Devolução ao cliente de 50% da margem no preço de energia (kWh) após 12 meses de contrato. Cálculo do custo feito com base no preço de aquisição, coberturas de risco, fee's de trading e sobrecustos de comercialização. Contrato de 12 meses sem fidelização. Saída com perda do direito de reembolso.
YLCE	YLCE - Bi-horário	898	Eletricidade	CE	DD	FE	Preço fixo de Energia para o período do contrato.
Energia Simples	Plano Base Online - Simples	898	Eletricidade	CE	DD	FE	

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Goldenergy	Monoelétrico + Cliente - Simples	899	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE+DD) - 40% - Simples	899	Eletricidade	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
YLCE	YLCE - Simples	900	Eletricidade	CE	DD	FE	Preço fixo de Energia para o período do contrato.
Endesa	Tarifa e-luz - Simples	900	Eletricidade	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp	Plano Energia3 Eletricidade - 30% - Bi-horário	900	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
jafPlus	Plano Plus - Bi-horário	902	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Luzboa	LUZBOA - Simples	903	Eletricidade	CE	DD	FE	
jafPlus	Plano Plus - Simples	904	Eletricidade	Outros	DD	FE	
EDP Comercial	edp eletricidade - Bi-horário	907	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE) - 35% - Simples	907	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (DD) - 35% - Simples	907	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
ELYGAS	POUPANÇA ONLINE - Bi-horário	907	Eletricidade	CE	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE+DD) - 25% - Bi-horário	908	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Campanha Monoelétrico - Simples	910	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Endesa	Quero+ Luz - Simples	910	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Elusa	Elusa BTN - Simples	910	Eletricidade	CE	Outros	FE	
Logica Energy	Geral 2017 - Bi-horário	912	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
Goldenergy	Monoelétrico - Bi-horário	914	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Galp	Plano Energia3 Eletricidade - 30% - Simples	915	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
ELYGAS	POUPANÇA ONLINE - Simples	915	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
EDP Comercial	edp eletricidade - Bi- horário	916	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp eletricidade verde - Bi-horário	916	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Certificação da energia, equivalente ao consumo anual, com produção 100% de origem renovável.
EDP Comercial	edp eletricidade - Bi- horário	916	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
HEN	HEN - Tarifa Bi-horária	916	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE) - 20% - Bi-horário	916	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (DD) - 20% - Bi-horário	916	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
ENAT Eletricidade	NET 2017 - Bi-horário	917	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Rolear Viva	Tabela Geral - Bi-horário	917	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.
AUDAX	Domésticos - Débito Directo - Bi-horário	917	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
AUDAX	Domésticos - Débito Directo - Simples	919	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
AUDAX	Domésticos - Multibanco - Bi-horário	919	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
EDP Comercial	edp eletricidade - Simples	919	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Endesa	Quero+ Luz - Simples	920	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Luzboa	LUZBOA GERAL - Simples	921	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
AUDAX	Domésticos - Multibanco - Simples	922	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
ELYGAS	POUPANÇA PRESENCIAL - Bi-horário	922	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE+DD) - 25% - Simples	922	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
HEN	HEN - Tarifa Simples	923	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
ENAT Eletricidade	NET 2017 - Simples	923	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade - 15% - Bi-horário	923	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
jafPlus	Plano Base - Bi-horário	924	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
ENAT Eletricidade	BASE 2017 - Bi-horário	927	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
jafPlus	Plano Base - Simples	928	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp eletricidade - Simples	929	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
ELYGAS	POUPANÇA PRESENCIAL - Simples	930	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE) - 20% - Simples	930	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (DD) - 20% - Simples	930	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Energia Simples	Plano Base - Simples	930	Eletricidade	CE	Outros	Outros	
Endesa	Quero+ Luz - Simples	930	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Goldenergy	Monoelétrico - Simples	931	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
ENAT Eletricidade	BASE 2017 - Simples	933	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Logica Energy	Geral 2017 - Simples	937	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade - 15% - Simples	938	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
CUR (EDPSU)	BTN<=20,7kVA (tarifa simples)	938	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais.
EDP Comercial	edp eletricidade - Simples	938	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp eletricidade verde - Simples	938	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Certificação da energia, equivalente ao consumo anual, com produção 100% de origem renovável.
Luzboa	LUZBOA 50/50 - Simples	938	Eletricidade	CE	DD	FE	Devolução ao cliente de 50% da margem no preço de energia (kWh) após 12 meses de contrato. Cálculo do custo feito com base no preço de aquisição, coberturas de risco, fee's de trading e sobrecustos de comercialização. Contrato de 12 meses sem fidelização. Saída com perda do direito de reembolso.
Rolear Viva	Tabela Geral - Simples	944	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.
Logica Energy	Logica 2017 - Bi-horário	944	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Logica Energy	Logica 2017 - Simples	954	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Logica Energy	Geral Livre 2017 - Bi-horário	956	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
ECOCHOICE	BTN - Simples	959	Eletricidade	Outros	DD	FE	Contrato de 12 meses. Cessação antecipada do contrato implica pagamento de 5€/MWh de energia elétrica prevista fornecer.
ECOCHOICE	BTN - Bi-horário	960	Eletricidade	Outros	DD	FE	Contrato de 12 meses. Cessação antecipada do contrato implica pagamento de 5€/MWh de energia elétrica prevista fornecer.
Logica Energy	Geral Livre 2017 - Simples	981	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Iberdrola	Plano Básico Casa/PME	995	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

Consumidor Tipo 2 - Ofertas comerciais de eletricidade e gás natural (ofertas duais)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD+FE) - Bi-horário	822	Dual	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Tarifa e-luz&gás - Bi-horária	822	Dual	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD) - Bi-horário	831	Dual	Outros	DD	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz e Gás - Bi-horário	840	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade + Cliente - Bi-horário	868	Dual	Outros	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Dual (FE+DD) - 40%+40% - Bi-horário	885	Dual	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Energia Simples	Plano Dual Online - Bi-horário	891	Dual	CE	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Dual (FE) - 35%+35% - Bi-horário	893	Dual	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35% - Bi-horário	893	Dual	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade - Bi-horário	897	Dual	Outros	DD	FE	
Energia Simples	Plano Dual Online - Simples	898	Dual	CE	DD	FE	
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade + Cliente - Simples	899	Dual	Outros	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Dual (FE+DD) - 40%+40% - Simples	899	Dual	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD+FE) - Simples	900	Dual	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Tarifa e-luz&gás - Simples	900	Dual	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE+DD) - 30%+30% - Bi-horário	900	Dual	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Dual - 30%+30% - Bi-horário	900	Dual	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Bi-horário	907	Dual	Outros	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Dual (FE) - 35%+35% - Simples	907	Dual	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35% - Simples	907	Dual	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Energia Simples	Plano Dual - Bi-horário	907	Dual	CE	Outros	Outros	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25% - Bi-horário	908	Dual	Outros	Outros	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25% - Bi-horário	908	Dual	Outros	DD	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD) - Simples	910	Dual	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Goldenergy	Campanha Monoelétrico - Simples	910	Dual	Outros	DD	FE	
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade - Bi-horário	914	Dual	Outros	Outros	Outros	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE+DD) - 30%+30% - Simples	915	Dual	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Galp	Plano Energia3 Dual - 30%+30% - Simples	915	Dual	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Energia Simples	Plano Dual - Simples	915	Dual	CE	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Bi-horário	916	Dual	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Bi-horário	916	Dual	Outros	DD	Outros	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual - 20%+20% - Bi-horária	916	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Rolear Viva	Tabela Geral - Bi-horário	917	Dual	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.
AUDAX	Domésticos (Dual) - Débito Directo - Bi-horário	917	Dual	Outros	DD	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
Goldenergy	Dual Consumo Elevado - Bi-horário	918	Dual	Outros	Outros	Outros	
AUDAX	Domésticos (Dual) - Débito Directo - Simples	919	Dual	Outros	DD	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
AUDAX	Domésticos (Dual) - Multibanco - Bi-horário	919	Dual	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Simples	919	Dual	Outros	DD	FE	
Endesa	Quero+ Luz e Gás - Simples	920	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
AUDAX	Domésticos (Dual) - Multibanco - Simples	922	Dual	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25% - Simples	922	Dual	Outros	Outros	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25% - Simples	922	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Goldenergy	Dual Consumo Elevado - Simples	926	Dual	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Simples	929	Dual	Outros	DD	Outros	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual - 20%+20% - Simples	930	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade - Simples	931	Dual	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Simples	938	Dual	Outros	Outros	Outros	
Rolear Viva	Tabela Geral - Simples	944	Dual	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

C. LISTA DE OFERTAS COMERCIAIS - CONSUMIDOR TIPO 3**Consumidor Tipo 3 - Ofertas comerciais exclusivamente de eletricidade (ofertas mono)**

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Tarifa e-luz - Bi-horária	1 765	Eletricidade	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz - Bi-horário	1 784	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz - Bi-horário	1 805	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz - Bi-horário	1 825	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Goldenergy	Monoelétrico + Cliente - Bi-horário	1 902	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE+DD) - 40% - Bi-horário	1 911	Eletricidade	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Campanha Monoelétrico - Bi-horário	1 920	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE) - 35% - Bi-horário	1 926	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (DD) - 35% - Bi-horário	1 926	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Energia Simples	Plano Base Online - Bi-horário	1 929	Eletricidade	CE	DD	FE	
Energia Simples	Plano Base Online - Simples	1 934	Eletricidade	CE	DD	FE	
Endesa	Tarifa e-luz - Simples	1 935	Eletricidade	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Luzboa	LUZBOA - Bi-horário	1 937	Eletricidade	CE	DD	FE	
Logica Energy	Energy 2017 - Bi-horário	1 939	Eletricidade	Outros	DD	FE	
YLCE	YLCE - Bi-horário	1 939	Eletricidade	CE	DD	FE	Preço fixo de Energia para o período do contrato.
EDP Comercial	edp eletricidade - Bi-horário	1 940	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Elusa	Elusa BTN - Bi-horário	1 940	Eletricidade	CE	Outros	FE	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade - 30% - Bi-horário	1 941	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Luzboa	LUZBOA - Simples	1 941	Eletricidade	CE	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE+DD) - 40% - Simples	1 942	Eletricidade	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
YLCE	YLCE - Simples	1 943	Eletricidade	CE	DD	FE	Preço fixo de Energia para o período do contrato.
jafPlus	Plano Plus - Bi-horário	1 944	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Energia Simples	Plano Base - Bi-horário	1 945	Eletricidade	CE	Outros	Outros	
Goldenergy	Monoelétrico + Cliente - Simples	1 946	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Luzboa	LUZBOA GERAL - Bi-horário	1 946	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
jafPlus	Plano Plus - Simples	1 948	Eletricidade	Outros	DD	FE	
ELYGAS	POUPANÇA ONLINE - Bi-horário	1 956	Eletricidade	CE	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE+DD) - 25% - Bi-horário	1 956	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Monoelétrico - Bi-horário	1 957	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (FE) - 35% - Simples	1 957	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Eletricidade (DD) - 35% - Simples	1 957	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Endesa	Quero+ Luz - Simples	1 957	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
CUR (EDPSU)	BTN<=20,7kVA (tarifa bi-horária)	1 959	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais.
EDP Comercial	edp eletricidade - Bi-horário	1 960	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp eletricidade verde - Bi-horário	1 960	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Certificação da energia, equivalente ao consumo anual, com produção 100% de origem renovável.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
EDP Comercial	edp eletricidade - Bi-horário	1 960	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
Luzboa	LUZBOA 50/50 - Bi-horário	1 960	Eletricidade	CE	DD	FE	Devolução ao cliente de 50% da margem no preço de energia (kWh) após 12 meses de contrato. Cálculo do custo feito com base no preço de aquisição, coberturas de risco, fee's de trading e sobrecustos de comercialização. Contrato de 12 meses sem fidelização. Saída com perda do direito de reembolso.
Logica Energy	Energy 2017 - Simples	1 960	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Elusa	Elusa BTN - Simples	1 964	Eletricidade	CE	Outros	FE	
Logica Energy	Geral 2017 - Bi-horário	1 964	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
Goldenergy	Campanha Monoelétrico Simples	1 965	Eletricidade	Outros	DD	FE	
ENAT Eletricidade	NET 2017 - Bi-horário	1 966	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Rolear Viva	Tabela Geral - Bi-horário	1 970	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE) - 20% - Bi-horário	1 972	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (DD) - 20% - Bi-horário	1 972	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Eletricidade - 30% - Simples	1 972	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
ELYGAS	POUPANÇA ONLINE - Simples	1 973	Eletricidade	CE	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
HEN	HEN - Tarifa Bi-horária	1 976	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Endesa	Quero+ Luz - Simples	1 979	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
ENAT Eletricidade	NET 2017 - Simples	1 980	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Luzboa	LUZBOA GERAL - Simples	1 981	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
jafPlus	Plano Base - Bi-horário	1 984	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
AUDAX	Domésticos - Débito Directo - Bi-horário	1 985	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
EDP Comercial	edp eletricidade - Simples	1 986	Eletricidade	Outros	DD	FE	
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade - 15% - Bi-horário	1 987	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE+DD) - 25% - Simples	1 987	Eletricidade	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
AUDAX	Domésticos - Débito Directo - Simples	1 987	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
ENAT Eletricidade	BASE 2017 - Bi-horário	1 988	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
ELYGAS	POUPANÇA PRESENCIAL - Bi-horário	1 989	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
AUDAX	Domésticos - Multibanco - Bi-horário	1 990	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
AUDAX	Domésticos - Multibanco - Simples	1 992	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
HEN	HEN - Tarifa Simples	1 993	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
jafPlus	Plano Base - Simples	1 993	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Logica Energy	Logica 2017 - Bi-horário	1 994	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Energia Simples	Plano Base - Simples	1 999	Eletricidade	CE	Outros	Outros	
Endesa	Quero+ Luz - Simples	2 001	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
ENAT Eletricidade	BASE 2017 - Simples	2 002	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (FE) - 20% - Simples	2 002	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade (DD) - 20% - Simples	2 002	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
EDP Comercial	edp eletricidade - Simples	2 005	Eletricidade	Outros	DD	Outros	

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
ELYGAS	POUPANÇA PRESENCIAL - Simples	2 005	Eletricidade	Outros	Outros	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Goldenergy	Monoelétrico - Simples	2 011	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
Logica Energy	Logica 2017 - Simples	2 015	Eletricidade	Outros	Outros	FE	
Galp ON	Plano Base Galp On Eletricidade - 15% - Simples	2 018	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Luzboa	LUZBOA 50/50 - Simples	2 019	Eletricidade	CE	DD	FE	Devolução ao cliente de 50% da margem no preço de energia (kWh) após 12 meses de contrato. Cálculo do custo feito com base no preço de aquisição, coberturas de risco, fee's de trading e sobrecustos de comercialização. Contrato de 12 meses sem fidelização. Saída com perda do direito de reembolso.
Logica Energy	Geral 2017 - Simples	2 019	Eletricidade	Outros	DD	Outros	
Logica Energy	Geral Livre 2017 - Bi-horário	2 019	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
CUR (EDPSU)	BTN<=20,7kVA (tarifa simples)	2 025	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais.
EDP Comercial	edp eletricidade - Simples	2 026	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp eletricidade verde - Simples	2 026	Eletricidade	Outros	DD	Outros	Certificação da energia, equivalente ao consumo anual, com produção 100% de origem renovável.
Rolear Viva	Tabela Geral - Simples	2 034	Eletricidade	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.
ECOCHOICE	BTN - Simples	2 070	Eletricidade	Outros	DD	FE	Contrato de 12 meses. Cessação antecipada do contrato implica pagamento de 5€/MWh de energia elétrica prevista fornecer.
ECOCHOICE	BTN - Bi-horário	2 073	Eletricidade	Outros	DD	FE	Contrato de 12 meses. Cessação antecipada do contrato implica pagamento de 5€/MWh de energia elétrica prevista fornecer.

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Consumidor Tipo 3 - Ofertas comerciais de eletricidade e gás natural (ofertas duais)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD+FE) - Bi-horário	1 765	Dual	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Tarifa e-luz&gás - Bi-horária	1 765	Dual	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD) - Bi-horário	1 784	Dual	Outros	DD	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Quero+ Luz e Gás - Bi-horário	1 805	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade + Cliente - Bi-horário	1 902	Dual	Outros	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Dual (FE+DD) - 40%+40% - Bi-horário	1 911	Dual	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade - Bi-horário	1 920	Dual	Outros	DD	FE	
Galp	Plano Energia3 Dual (FE) - 35%+35% - Bi-horário	1 926	Dual	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35% - Bi-horário	1 926	Dual	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Energia Simples	Plano Dual Online - Bi-horário	1 929	Dual	CE	DD	FE	
Energia Simples	Plano Dual Online - Simples	1 934	Dual	CE	DD	FE	
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD+FE) - Simples	1 935	Dual	Outros	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
Endesa	Tarifa e-luz&gás - Simples	1 935	Dual	CE	DD	FE	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Bi-horário	1 940	Dual	Outros	DD	FE	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE+DD) - 30%+30% - Bi-horário	1 941	Dual	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Galp	Plano Energia3 Dual - 30%+30% - Bi-horário	1 941	Dual	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Dual (FE+DD) - 40%+40% - Simples	1 942	Dual	Outros	DD	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade + Cliente - Simples	1 946	Dual	Outros	DD	FE	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25% - Bi-horário	1 956	Dual	Outros	Outros	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25% - Bi-horário	1 956	Dual	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade - Bi-horário	1 957	Dual	Outros	Outros	Outros	
Galp	Plano Energia3 Dual (FE) - 35%+35% - Simples	1 957	Dual	Outros	Outros	FE	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35% - Simples	1 957	Dual	Outros	DD	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Endesa	Quero+ Luz e Gás (DD) - Simples	1 957	Dual	Outros	DD	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Bi-horário	1 960	Dual	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Bi-horário	1 960	Dual	Outros	DD	Outros	
Goldenergy	Dual Consumo Elevado - Bi-horário	1 960	Dual	Outros	Outros	Outros	
Energia Simples	Plano Dual - Bi-horário	1 961	Dual	CE	Outros	Outros	
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade - Simples	1 965	Dual	Outros	DD	FE	

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Energia Simples	Plano Dual - Simples	1 966	Dual	CE	Outros	Outros	
Rolear Viva	Tabela Geral - Bi-horário	1 970	Dual	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual - 20%+20% - Bi-horária	1 972	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE+DD) - 30%+30% - Simples	1 972	Dual	Outros	DD	FE	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp	Plano Energia3 Dual - 30%+30% - Simples	1 972	Dual	Outros	Outros	Outros	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Endesa	Quero+ Luz e Gás - Simples	1 978	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão de preço em função da inflação medida pelo IPC.
AUDAX	Domésticos (Dual) - Débito Directo - Bi-horário	1 985	Dual	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Simples	1 986	Dual	Outros	DD	FE	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25% - Simples	1 987	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
Galp ON	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25% - Simples	1 987	Dual	Outros	DD	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
AUDAX	Domésticos (Dual) - Débito Directo - Simples	1 987	Dual	Outros	DD	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
AUDAX	Domésticos (Dual) - Multibanco - Bi-horário	1 990	Dual	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.
AUDAX	Domésticos (Dual) - Multibanco - Simples	1 992	Dual	Outros	Outros	Outros	Contrato com a duração e fidelização de 12 meses.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Anexo IV – Lista de Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Goldenergy	Dual Consumo Elevado - Simples	2 002	Dual	Outros	Outros	Outros	
Galp ON	Plano Base Galp On Dual - 20%+20% - Simples	2 002	Dual	Outros	Outros	Outros	Revisão anual do termo de potência contratada com base no IPC. Possível revisão anual (janeiro) do termo de energia com base na evolução dos preços médios no MIBEL.
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Simples	2 005	Dual	Outros	DD	Outros	
Goldenergy	Dual Gás - Eletricidade - Simples	2 011	Dual	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	edp gás e eletricidade - Simples	2 026	Dual	Outros	Outros	Outros	
Rolear Viva	Tabela Geral - Simples	2 034	Dual	Outros	Outros	Outros	O termo Energia pode variar anualmente, em 1 de janeiro, com base na evolução dos preços médios de aquisição de eletricidade no mercado ibérico de Energia Elétrica.

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica