

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
DO SETOR ELÉTRICO EM 2025**

Dezembro 2024

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO.....	3
2.1	Liberalização do setor elétrico.....	3
2.2	Tarifas no mercado liberalizado e regulado	4
2.3	Tarifa social.....	10
2.4	Variáveis de faturação	11
2.5	Relação entre as tarifas e os custos.....	13
2.6	Outras tarifas e preços de serviços regulados	18
3	TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA.....	21
3.1	Tarifa de Acesso às Redes.....	21
3.1.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	21
3.1.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	30
3.1.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	32
3.2	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo.....	36
3.3	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica	45
3.4	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo com o Estatuto de Cliente Eletrointensivo	56
3.5	Tarifa de Energia.....	59
3.6	Tarifa de Comercialização.....	61
4	TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	63
4.1	Portugal continental.....	66
4.1.1	Variação tarifária	66
4.1.2	Variação por termo tarifário.....	69
4.2	Região Autónoma dos Açores.....	74
4.2.1	Variação tarifária	74
4.2.2	Variação por termo tarifário.....	78
4.3	Região Autónoma da Madeira.....	83
4.3.1	Variação tarifária	84
4.3.2	Variação por termo tarifário.....	87
5	PERÍODOS HORÁRIOS.....	93
5.1	Portugal continental.....	97
5.2	Região Autónoma dos Açores.....	101
5.3	Região Autónoma da Madeira.....	102

6	ESTUDO PARA ATUALIZAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS EM PORTUGAL CONTINENTAL.....	105
6.1	Introdução.....	105
6.2	Metodologia.....	106
6.2.1	Dados utilizados.....	106
6.2.2	Cálculo do trânsito de energia nas redes.....	107
6.2.3	Cálculo dos custos incrementais das redes.....	107
6.3	Pressupostos.....	110
6.4	Resultados para a análise dos custos incrementais das redes.....	111
6.4.1	Ciclo diário.....	113
6.4.2	Ciclo semanal.....	115
6.4.3	Ciclo semanal opcional.....	118
6.5	Resultados complementares.....	121
6.6	Perspetivas futuras.....	125
7	ANÁLISE DE PREÇOS NO MERCADO RETALHISTA DE ELETRICIDADE.....	127
7.1	Análise dos preços médios faturados em Portugal continental.....	127
7.1.1	Evolução dos preços médios faturados.....	127
7.1.2	Evolução dos preços médios faturados no mercado regulado e no mercado livre.....	130
7.2	Análise dos preços médios faturados nas Regiões Autónomas.....	134
7.3	Análise das ofertas comerciais do mercado em BTN.....	137
7.3.1	Ofertas Comerciais de Eletricidade no 4.º Trimestre de 2024.....	137
7.3.1.1	Ofertas de eletricidade.....	138
7.3.1.2	Ofertas duais.....	143
7.3.2	Evolução das Ofertas Comerciais de Eletricidade.....	146
7.3.2.1	Evolução da fatura mensal nas ofertas de eletricidade.....	146
7.3.2.2	Evolução da fatura mensal nas ofertas duais.....	148
	ANEXO I SIGLAS.....	151
	ANEXO II ÁREAS DE REDE A, B E C DA OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT, MT.....	155
	ANEXO III FLUXOGRAMA TRÂNSITO DAS REDES.....	163
	ANEXO IV GRÁFICOS RESULTADOS DO ESTUDO DE ATUALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS PARA AS MÉTRICAS DE CONSUMO E PREÇO MIBEL.....	167

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Peso do mercado liberalizado e do mercado regulado no total do consumo	4
Figura 2-2 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado	5
Figura 2-3 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado	6
Figura 2-4 - Variações tarifárias da tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental.....	7
Figura 2-5 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos.....	7
Figura 2-6 - Variações tarifárias da tarifa transitória de Venda a Clientes finais em Portugal continental.....	8
Figura 2-7 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores	9
Figura 2-8 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	9
Figura 2-9 - Evolução trimestral do número de famílias beneficiárias da tarifa social.....	10
Figura 3-1 - Histogramas dos indicadores para os PTD, 2023	40
Figura 3-2 - Distribuição geográfica dos PTD com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2023	41
Figura 3-3 - Histogramas dos indicadores para as subestações, 2023	42
Figura 3-4 - Distribuição geográfica das subestações com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2023.....	43
Figura 3-5 - Relacionamentos na rede de mobilidade elétrica	47
Figura 3-6 - Estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica	48
Figura 3-7 - Distribuição do consumo na rede da mobilidade elétrica por período horário, em 2021, 2022 e 2023	52
Figura 3-8 - Distribuição do número de horas por período horário nos ciclos de contagem, em 2023	53
Figura 3-9 - Diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica, 2021, 2022 e 2023	54
Figura 3-10 - Consumo médio anual (2021 a 2023) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo e comparação com o consumo médio real (2023) da procura em Portugal continental	58
Figura 3-11 – Peso do consumo e da potência contratada, de 2021 a 2023, das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, face ao valor da procura em Portugal continental (previsão 2025, em tarifas 2025)	59
Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN	67
Figura 4-2 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN.....	67
Figura 4-3 - Decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva.....	68
Figura 4-4 - Aditividade da tarifa transitória em BTN	69
Figura 4-5 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN, por termo de potência.....	71

Figura 4-6 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, por termo de potência.....	71
Figura 4-7 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN, por termo de energia.....	72
Figura 4-8 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, por termo de energia.....	72
Figura 4-9 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA	75
Figura 4-10 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA	76
Figura 4-11 - Decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva	77
Figura 4-12 - Aditividade da TVCFA na RAA	78
Figura 4-13 - Variações dos preços da TVCFA em MT.....	79
Figura 4-14 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário.....	79
Figura 4-15 - Variações dos preços da TVCFA em BTE	80
Figura 4-16 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário.....	80
Figura 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTN, por termo de potência	81
Figura 4-18 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN, por termo de potência	81
Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN, por termo de energia	82
Figura 4-20 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN, por termo de energia	82
Figura 4-21 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM	84
Figura 4-22 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM	85
Figura 4-23 - Decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva	86
Figura 4-24 - Aditividade da TVCFM na RAM.....	87
Figura 4-25 - Variações dos preços da TVCFM em MT.....	88
Figura 4-26 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário	88
Figura 4-27 - Variações dos preços da TVCFM em BTE.....	89
Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário.....	89
Figura 4-29 - Variações dos preços da TVCFM em BTN, por termo de potência	90
Figura 4-30 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN, por termo de potência	90
Figura 4-31 - Variações dos preços da TVCFM em BTN, por termo de energia	91
Figura 4-32 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN, por termo de energia.....	91
Figura 6-1 - Simulação do ciclo diário na hora legal de inverno.....	113
Figura 6-2 - Simulação do ciclo diário na hora legal de verão.....	114
Figura 6-3 - Simulação do ciclo semanal, nos dias úteis	115
Figura 6-4 - Simulação do ciclo semanal, nos sábados	116
Figura 6-5 - Simulação do ciclo semanal, nos domingos.....	117
Figura 6-6 - Simulação do ciclo semanal opcional, nos dias úteis.....	118

Figura 6-7 - Simulação do ciclo semanal opcional, nos sábados	119
Figura 6-8 - Simulação do ciclo semanal opcional, nos domingos	120
Figura 6-9 - Ciclo diário no inverno, comparando as métricas dos custos incrementais das redes com o consumo	122
Figura 6-10 - Ciclo semanal, nos dias úteis, no inverno, comparando as métricas dos custos incrementais das redes com o consumo.....	123
Figura 6-11 - Ciclo diário no inverno (figuras da esquerda) e no verão (figuras da direita), comparando as métricas dos custos incrementais das redes com o preço da eletricidade no mercado diário do MIBEL.....	124
Figura 7-1 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	128
Figura 7-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo	128
Figura 7-3 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	130
Figura 7-4 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo	130
Figura 7-5 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	131
Figura 7-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo	131
Figura 7-7 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	133
Figura 7-8 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento	133
Figura 7-9 - Evolução dos preços faturados na RAA e na RAM, por nível de tensão.....	135
Figura 7-10 - Evolução dos preços faturados na RAA e na RAM, por segmento de consumo	135
Figura 7-11 - Variação relativa dos preços faturados na RAA e na RAM, por nível de tensão	136
Figura 7-12 - Variação relativa dos preços faturados na RAA e na RAM, por segmento de consumo ..	136
Figura 7-13 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 1.....	140
Figura 7-14 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 2.....	141
Figura 7-15 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 3.....	143
Figura 7-16 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1	144
Figura 7-17 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2	145
Figura 7-18 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3	146
Figura 7-19 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 1	147
Figura 7-20 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 2	147
Figura 7-21 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 3	148

Figura 7-22 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1	148
Figura 7-23 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2	149
Figura 7-24 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3	149

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Variáveis de faturação aplicadas aos vários níveis de tensão	12
Quadro 3-1 - Custos a recuperar na tarifa UGS do ORT	22
Quadro 3-2 - Custos a recuperar na tarifa UGS dos ORD	24
Quadro 3-3 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação para o ano 2025, nos termos dos n.ºs 2 e 3 do artigo 160.º (coeficientes padrão em 2025)	26
Quadro 3-4 - Chaves de alocação baseados na energia e no Sinal das Redes, em EUR/MWh	27
Quadro 3-5 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação na Decisão de Tarifas do ano 2025	28
Quadro 3-6 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD, conforme a desagregação de rubricas existente antes do Decreto-Lei n.º 15/2022	29
Quadro 3-7 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD	29
Quadro 3-8 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD, em preço médio	30
Quadro 3-9 - Custos incrementais da rede de transporte em 2025	32
Quadro 3-10 - Custos incrementais da rede de distribuição em 2025	34
Quadro 3-11 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição	35
Quadro 3-12 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para os PTD, 2023	41
Quadro 3-13 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para as subestações, 2023	43
Quadro 3-14 - Valores normalizados pela potência média anual determinados a partir do diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica em 2023	55
Quadro 3-15 - Valores normalizados pela potência média anual utilizados na conversão do preço de potência contratada em preços de energia por período horário nas tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica	56
Quadro 3-16 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2025	60
Quadro 3-17 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência das tarifas de comercialização	62
Quadro 4-1 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais	63
Quadro 4-2 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência	65
Quadro 4-3 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em $BTN >$	73
Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em $BTN <$	73
Quadro 4-5 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAA	83
Quadro 4-6 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAA	83

Quadro 4-7- Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM	92
Quadro 4-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAM	92
Quadro 5-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários	93
Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal continental	94
Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental	95
Quadro 5-4 - Ciclo diário na RAA e na RAM	95
Quadro 5-5 - Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM	96
Quadro 5-6 - Ciclo semanal da nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT ...	97
Quadro 5-7 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2025	98
Quadro 5-8 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2025	99
Quadro 5-9 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2025	99
Quadro 5-10 - Ciclo semanal da nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT	100
Quadro 5-11 – Distribuição de épocas para a nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT	100
Quadro 5-12 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2025.....	101
Quadro 5-13 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2025.....	101
Quadro 5-14 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2025.....	102
Quadro 5-15 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2025	102
Quadro 5-16 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2025.....	103
Quadro 5-17 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2025	103
Quadro 6-1 – Detalhe das tarifas de uso das redes e trânsitos de energia elétrica a considerar	108
Quadro 6-2 - Pressupostos utilizados na determinação dos períodos horários.....	111
Quadro 7-1 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1	139
Quadro 7-2 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2	141
Quadro 7-3 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3	142
Quadro 7-4 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1.....	143
Quadro 7-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2	144
Quadro 7-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3	145

1 INTRODUÇÃO

A estrutura tarifária deve transmitir sinais de preço que induzam comportamentos eficientes no consumo de energia elétrica e na utilização das redes elétricas. Para atingir este objetivo, o Regulamento Tarifário, nos princípios gerais que orientam a metodologia de cálculo tarifário, estabelece a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas.

No presente documento sintetizam-se os princípios de determinação dos referidos custos e apresenta-se a sua estrutura para cada tarifa regulada.

Este documento está dividido nos seguintes capítulos:

- No capítulo 2 são sistematizadas as principais características da estrutura tarifária do setor elétrico em Portugal.
- O capítulo 3 apresenta as várias tarifas reguladas por atividade regulada, designadamente as tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes, bem como a tarifa de Comercialização e a tarifa de Energia.
- O capítulo 4 detalha a determinação das tarifas de venda a clientes finais, sendo que as mesmas estão abrangidas por mecanismos de convergência para assegurar uma aproximação gradual a uma estrutura tarifária aditiva.
- O capítulo 5 apresenta os períodos horários aplicáveis em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, enquanto o capítulo 6 apresenta uma análise à adequação dos períodos horários em Portugal continental.
- O capítulo 7 faz uma análise aos preços no mercado retalhista de eletricidade, incluindo os preços médios faturados até ao 2.º trimestre de 2024 e as ofertas comerciais disponíveis no mercado em baixa tensão normal (BTN) no 4.º trimestre de 2024.
- Por fim, o documento inclui no anexo as siglas utilizadas, bem como informação de suporte aos capítulos 5 e 6.

2 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO

2.1 LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

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

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

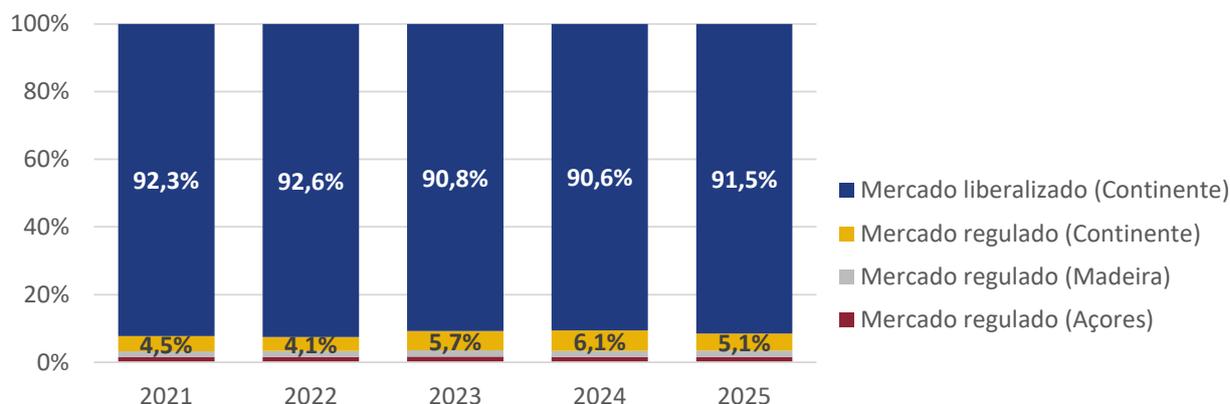
O processo de liberalização dos setores elétricos da maior parte dos países europeus foi efetuado de forma faseada, tendo começado por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados. Em Portugal foi seguida uma metodologia idêntica, tendo a abertura de mercado sido efetuada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

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

Na Figura 2-1 apresenta-se a evolução do peso em termos de consumo do mercado liberalizado em Portugal continental e dos mercados regulados em Portugal continental, nos Açores e na Madeira desde 2021.

¹ Nos termos do artigo 289.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade pelos comercializadores de último recurso a clientes finais com consumos em BTN é fixada em 31 de dezembro de 2025.

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



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

2.2 TARIFAS NO MERCADO LIBERALIZADO E REGULADO

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

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

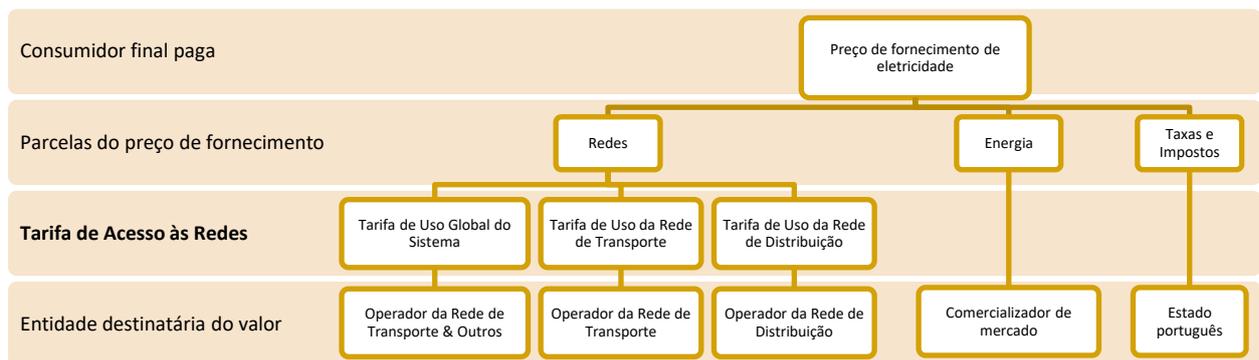
O [Decreto-Lei n.º 15/2022](#), de 14 de janeiro, na redação vigente, consagra os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas. São consagrados, entre outros, o princípio da «inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, adequando as tarifas aos custos provocados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

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

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

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

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



Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas (de que são exemplo os custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, CIEG) são entregues a outras entidades para além do Operador da Rede de Transporte. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

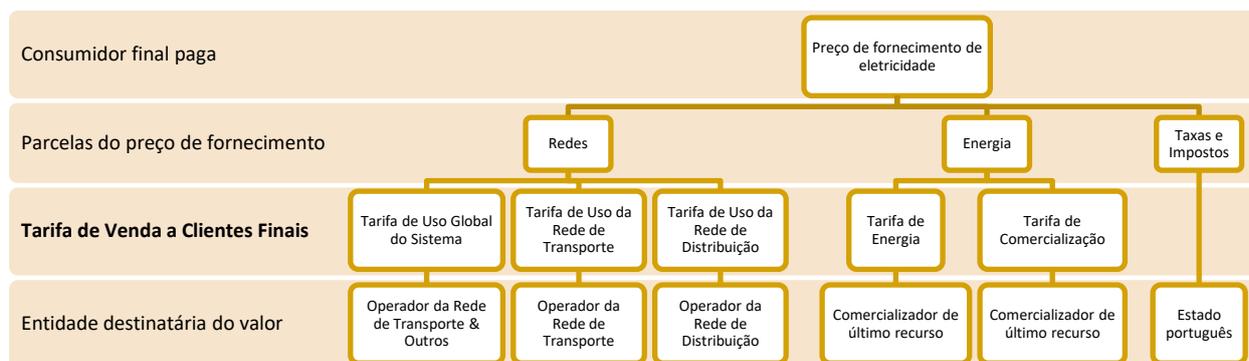
Em comparação, um consumidor do mercado regulado paga tarifas reguladas tanto pela parcela das redes como pela parcela da energia. Para além de pagar as mesmas tarifas pelas redes que um consumidor do mercado liberalizado, o consumidor do mercado regulado também está sujeito à tarifa de Energia e à tarifa

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

A [Lei n.º 38/2024](#), de 7 de agosto, altera o regime de IVA no setor elétrico, a partir de 1 de janeiro de 2025. A ERSE publicará uma atualização do folheto ERSExplica «Aplicação do IVA na fatura de eletricidade» atual, de novembro de 2022, próximo da data de entrada em vigor da legislação.

de Comercialização, referentes à parcela de energia. A soma das tarifas reguladas para as parcelas de redes e de energia é designada por **tarifa de Venda a Clientes Finais**. A estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado encontra-se na Figura 2-3.

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



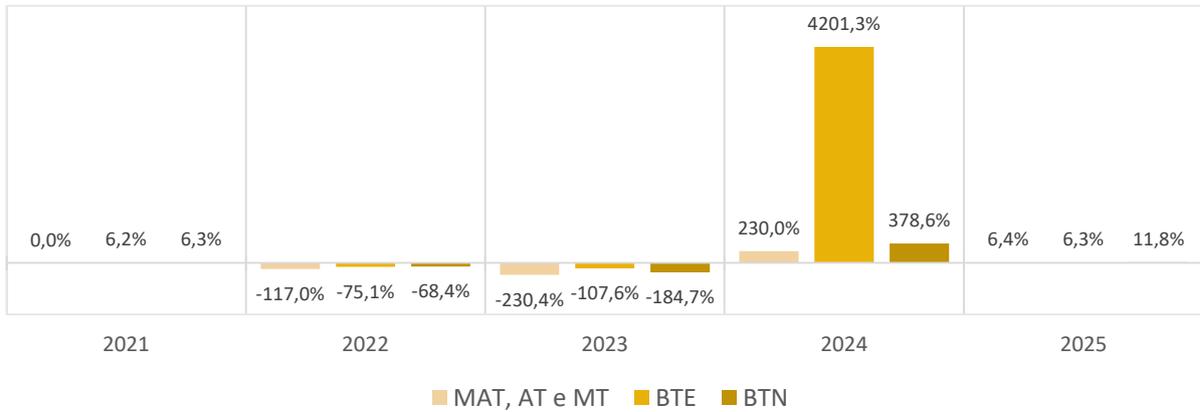
Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas (de que são exemplo os CIEG) são entregues a outras entidades para além do Operador da Rede de Transporte. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

O processo de aprovação das tarifas pela ERSE tem impacto em todos os consumidores do setor elétrico nacional (SEN) uma vez que todos pagam a tarifa regulada associada às redes elétricas, designada por tarifa de Acesso às Redes. A Figura 2-4 ilustra as variações tarifárias³ desta tarifa, em Portugal continental, entre os anos 2021 e 2025 para os diferentes níveis de tensão⁴.

³ Entende-se por «variação tarifária» do ano «t» a variação percentual do custo médio de energia elétrica (EUR/kWh) entre a aplicação das tarifas do ano «t-1» e das tarifas do ano «t», assumindo em ambos os casos a estrutura de consumo prevista para o ano «t».

⁴ Sublinha-se, novamente, que as tarifas de Acesso às Redes pagas pelos consumidores no mercado liberalizado são iguais às tarifas de Acesso às Redes incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais dos consumidores do mercado regulado.

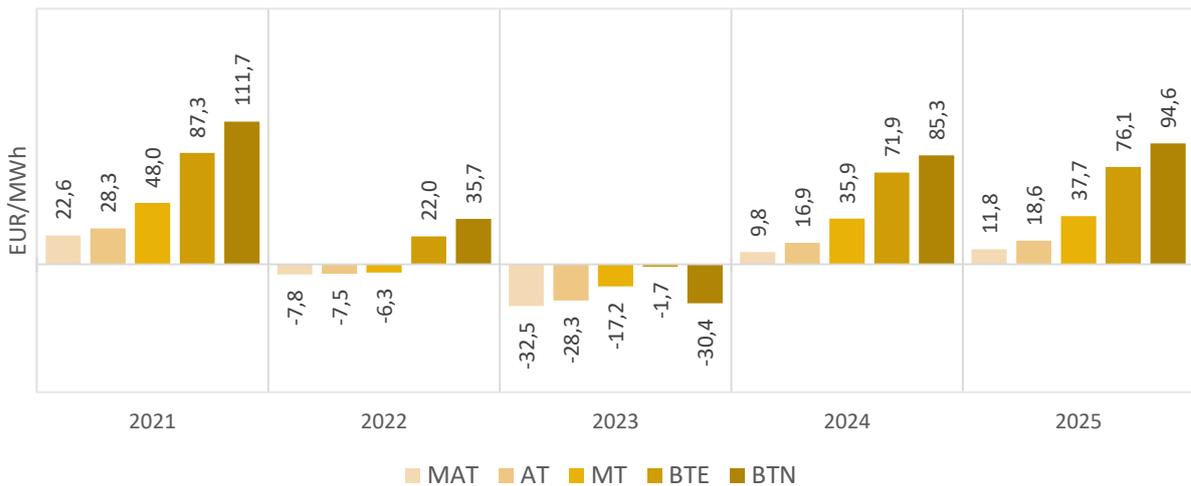
Figura 2-4 - Variações tarifárias da tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental



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

Em complemento, a Figura 2-5 ilustra os preços médios das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2021 a 2025, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento, integrando as fixações excepcionais de tarifas ocorridas em 2022, 2023 e 2024. Conforme se ilustra na figura, o nível de preços em 2025 será inferior ao do ano de 2021, último ano em que todas as tarifas de Acesso às Redes foram positivas.

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

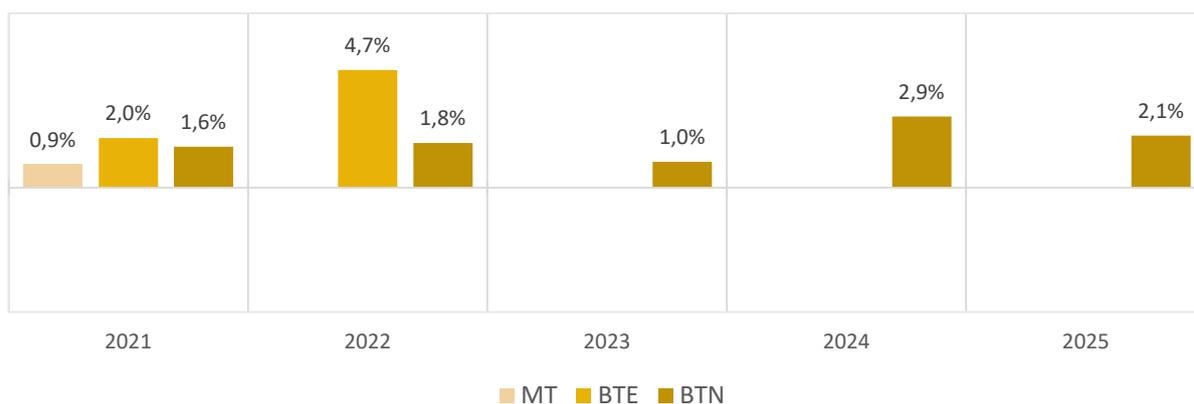


Nota: Inclui o efeito das fixações excepcionais de tarifas em 2022, 2023 e 2024.

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

Estando em curso um processo de liberalização do mercado de eletricidade em Portugal continental, decidiu-se denominar a tarifa integral no mercado regulado de Portugal continental por tarifa transitória de Venda a Clientes Finais. Este caráter «transitório» não se verifica nas duas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, uma vez que está previsto manter o regime de tarifas reguladas dada a incapacidade de criar condições concorrenciais na produção e comercialização de eletricidade nesses dois mercados insulares. A Figura 2-6 apresenta as variações tarifárias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos consumidores do mercado regulado em Portugal continental entre os anos 2021 e 2025 para os diferentes níveis de tensão.

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



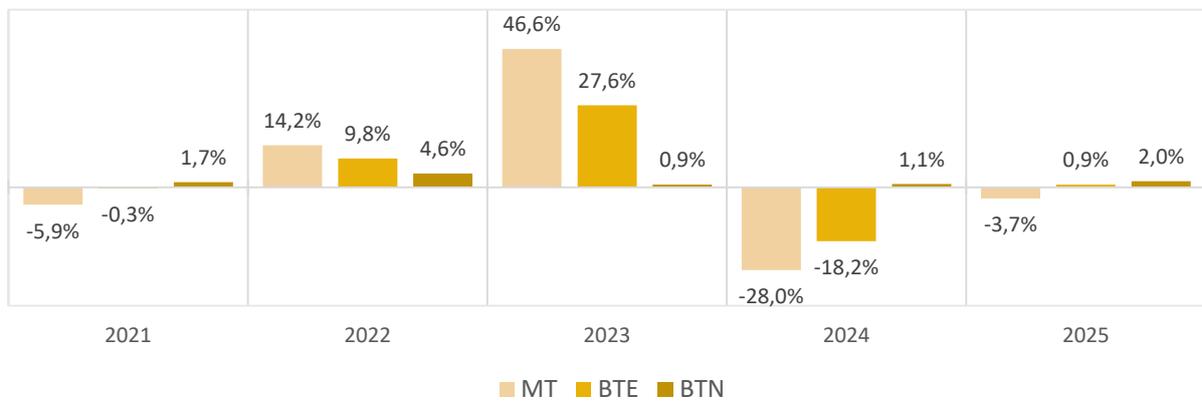
Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2021, bem como o efeito das fixações excecionais de tarifas em 2022, 2023 e 2024. As tarifas transitórias em MT e BTE encontram-se extintas a partir de 2022 e 2023, respetivamente.

De acordo com o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico as tarifas reguladas em Portugal devem ser aderentes à estrutura de custos e respeitar o princípio da uniformidade tarifária para todo o território português. No entanto, como os sistemas elétricos das Regiões Autónomas apresentam custos unitários mais elevados, não é possível respeitar simultaneamente estas disposições para as Regiões Autónomas. Para atenuar as diferenças de preços entre Portugal continental e as Regiões Autónomas tem sido implementado um mecanismo de convergência que limita as variações tarifárias nos Açores e na Madeira. O mecanismo de convergência consiste em determinar tarifas para recuperar o mesmo nível de receitas caso se aplicassem as tarifas aditivas de Portugal continental à estrutura de consumos das Regiões

Autónomas. Isto significa que em cada ano as receitas com as tarifas reguladas nas Regiões Autónomas são inferiores aos proveitos permitidos aos operadores verticalmente integrados dos Açores e da Madeira. O diferencial de receitas resultante deste mecanismo de convergência é repercutido na Tarifa de Uso Global do Sistema e é pago por todos os consumidores em Portugal.

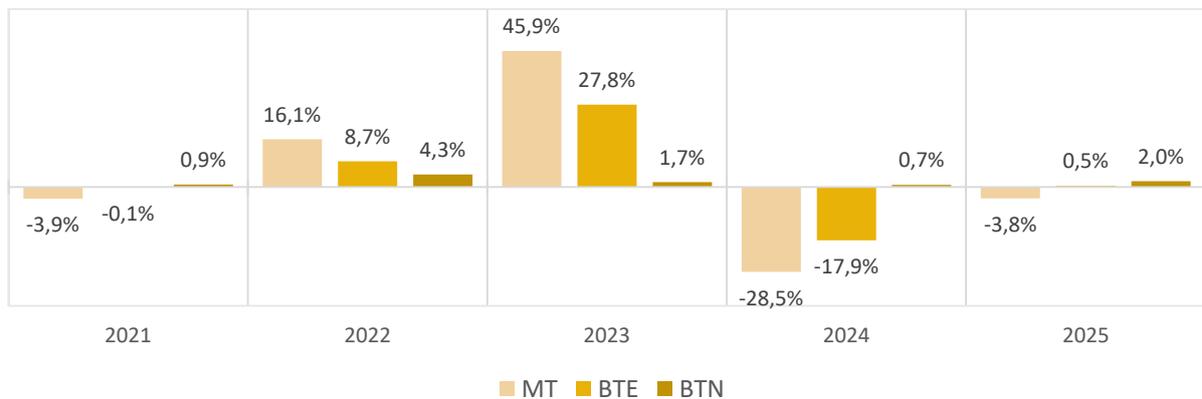
A Figura 2-7 e Figura 2-8 apresentam as variações tarifárias registadas entre 2021 e 2025 nas duas Regiões Autónomas, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

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



Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2021, bem como o efeito das fixações excecionais de tarifas em 2022, 2023 e 2024.

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



Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2021, bem como o efeito das fixações excecionais de tarifas em 2022, 2023 e 2024.

2.3 TARIFA SOCIAL

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

A tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a consumidores economicamente vulneráveis foi criada em 2010. O seu valor é calculado mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em baixa tensão normal. Este desenho permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou de mercado livre. Para estas tarifas, em 2025, aplica-se um desconto social de 33,8% face à tarifa transitória ⁵, idêntico ao que vigorou em 2024, com valores unitários do desconto iguais para clientes em Portugal continental e nas Regiões Autónomas. A Figura 2-9 ilustra a evolução trimestral do número de famílias que beneficiam da tarifa social. A previsão do número de famílias beneficiárias da tarifa social para 2025 é de 741 milhares.

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



Fonte: Informação dos comercializadores, recebida no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. O valor para o ano 2025 é uma previsão.

⁵ O valor percentual do desconto social é aprovado anualmente por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. Para 2025, foi fixada a percentagem de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o imposto de valor acrescentado (IVA), demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis, idêntica aos anos anteriores, através do Despacho n.º 12371/2024, de 18 de outubro.

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

De referir que o Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, veio concretizar o alargamento da tarifa social a mais situações de insuficiência social e económica, designadamente a todas as situações de desemprego e a todos os regimes associados à pensão social de invalidez, entrando em vigor a 27 de novembro de 2020. O atual enquadramento legal da tarifa social está previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação atual ⁶.

2.4 VARIÁVEIS DE FATURAÇÃO

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

O **termo tarifário fixo** recupera custos decorrentes da prestação de serviços aos clientes, e são refletidos na estrutura tarifária em Portugal especificamente para a atividade regulada da comercialização.

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 ao valor máximo de um conceito de energia ativa média registada em qualquer período temporal de 15 minutos nos últimos 12 meses e permite recuperar os custos com os troços periféricos da rede mais próximos dos clientes ⁷. 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 da rede mais afastados dos clientes individuais ⁸.

⁶ O Decreto-Lei n.º 15/2022, foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, que alterou o modelo de financiamento da tarifa social.

⁷ Para os consumidores em BTN a potência contratada corresponde ao valor máximo de potência permitida pelo disjuntor do quadro elétrico (ou limitador de potência do contador).

⁸ No caso dos consumidores em BTN, aos quais não é aplicada a potência em horas de ponta como variável de faturação, o valor correspondente é convertido para os preços da energia ativa e potência contratada.

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

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Valor fixo					
Termo tarifário fixo	•	•	•	•	• *
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	•	•	•	•	

* O termo de potência contratada, em BTN, é faturado por escalões de consumo, em EUR/dia. Como as unidades do termo tarifário fixo são idênticas, o termo fixo e o de potência contratada são faturados em conjunto.

Legenda: MAT – muito alta tensão, AT – alta tensão, MT – média tensão, BTE – baixa tensão especial, BTN – baixa tensão normal.

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 hora legal de inverno e verão, ou em épocas mensais. O Quadro 2-1 ilustra que aos clientes em BTN não é aplicada uma estrutura tetra-horária, existindo a hipótese de optar entre opções tarifárias tri-horárias, bi-horárias ou simples⁹.

⁹ Estas três opções estão disponíveis para clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA. Para consumidores em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA a aplicação de uma estrutura tri-horária é obrigatória.

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

Os preços das variáveis de faturação são definidos em:

- Preço do termo tarifário fixo, definido em euros por dia.
- Preço de potência contratada, definido em euros por kW, por dia ¹⁰.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW, por dia.
- Preços de energia ativa, definidos em euros por kWh.
- Preços de energia reativa (indutiva e capacitiva), definido em euros por kvarh.

2.5 RELAÇÃO ENTRE AS TARIFAS E OS CUSTOS

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

¹⁰ Para os consumidores em BTN, e sendo a potência contratada classificada por um total de 13 escalões (de 1,15 até 41,4 kVA), o preço é publicado para cada escalão de potência contratada na unidade de euros por dia.

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.

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

Para que as empresas possam atingir o equilíbrio económico-financeiro, conforme princípio consagrado na legislação do setor ¹¹, bastaria permitir que recuperassem os seus custos totais, incluindo uma remuneração adequada do capital investido. Contudo, não é suficiente garantir que as receitas proporcionadas pelas tarifas sejam iguais aos proveitos permitidos. Tem de se verificar também se não existe subsídio cruzada entre grupos de clientes e se as tarifas estão a fornecer aos agentes os sinais apropriados para um uso eficiente da energia elétrica através da análise dos diversos termos que as constituem. Os custos marginais devem ser utilizados como elementos orientadores dos sinais de 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.

¹¹ Entre outros, artigos 205.º, 207.º e 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente.

DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS/INCREMENTAIS

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

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

O CONCEITO DE ESCALAMENTO

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

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

A escolha do método de escalamento deve ser feita de modo a não distorcer as decisões de consumo, isto é, as componentes da procura mais elásticas ao preço devem suportar uma menor proporção de escalamento (Regra de Ramsey-Boiteux). Esta abordagem requer informação sobre elasticidades procura/preço. O escalamento multiplicativo, em que todos os custos marginais/incrementais de uma

tarifa são multiplicados pelo mesmo fator ¹², e em que a receita é adaptada aos custos, é preferível pois (i) preserva o rácio entre os preços, que coincide com as relações entre os custos marginais/incrementais; (ii) faz com que o equilíbrio se mantenha dinamicamente; e, (iii) responsabiliza os consumidores pelos encargos que provocam, induzindo uma procura mais eficiente.

AS TARIFAS DE USO DAS REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

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

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

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

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

¹² De forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos em cada atividade regulada aplica-se um fator multiplicativo distinto para cada atividade. No entanto, dentro de cada atividade regulada, o fator multiplicativo é único.

porque são determinados através de uma relação entre dois acréscimos e não através do cálculo da derivada da grandeza custo total em relação à procura satisfeita.

Formalmente tem-se:

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

Em que:

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

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

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

2.6 OUTRAS TARIFAS E PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

Desde 2011 existe um regime específico para a mobilidade elétrica, com a publicação de **tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica para a mobilidade elétrica**¹³. A estrutura destas tarifas apresenta apenas termos de energia ativa e opções bi-horária e tri-horária.¹⁴ Adicionalmente são ainda publicadas as **tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica** nas Regiões Autónomas, dada a ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado liberalizado. Desde maio de 2021 são ainda aplicadas as tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (tarifas EGME), cuja aprovação é realizada ao abrigo do Regulamento para a Mobilidade Elétrica, em processo autónomo.

Desde 2020 publicam-se também **tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da rede de serviço público** (RESP)¹⁵. Estas tarifas caracterizam-se pelo facto de descontarem parcialmente as tarifas de Uso das Redes de transporte e distribuição em função do impacto que o autoconsumo tem na utilização da rede. Complementarmente, as tarifas podem ainda beneficiar de isenções específicas nos CIEG, dependendo do quadro legal em vigor no momento.

Desde 2022 publicam-se **tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento**. Estas tarifas resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidos dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo-se, contudo, o pagamento das tarifas de Uso das Redes (transporte e distribuição). Com a revisão do RT em 2023, em algumas situações específicas as instalações de armazenamento beneficiam de uma isenção total das tarifas de Acesso às Redes¹⁶.

Estão, ainda, previstas as **tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo** [Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente]. O «Estatuto do Cliente Eletrointensivo» pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos. Estas

¹³ Ver secção 3.3.

¹⁴ Comparativamente com as tarifas de acesso às redes aplicáveis a clientes finais, as tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica variabilizam o preço da potência contratada de forma a integrar um valor equivalente nos termos de energia ativa. Esta opção assegura que as tarifas de acesso às redes pagas pelos utilizadores de veículos elétricos refletem todos os custos.

¹⁵ Ver secção 3.2.

¹⁶ Veja-se o ponto 2.5.1 do [Relatório de Reformulação do Regulamento Tarifário](#) da Consulta Pública da ERSE n.º 113.

tarifas de Acesso às Redes distinguem-se das tarifas aplicadas a outras instalações de consumo pela inclusão de uma redução de 75% ou 85% dos encargos correspondentes aos CIEG repercutidos na tarifa de Uso Global do Sistema ¹⁷. De notar que a produção de efeitos desta medida de redução de encargos está sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia [Portaria n.º 112/2022, art.º 19.º], o que ainda não ocorreu.

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

¹⁷ Nos termos do n.º 2 do artigo 195.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, estes clientes beneficiam de uma redução de 75% ou 85% dos encargos correspondentes aos CIEG previstos, que incidem sobre a tarifa de uso global do sistema, na componente de consumo de energia elétrica proveniente da RESP, não podendo tal redução pressupor um pagamento do encargo em valor inferior a 0,5 EUR/MWh.

3 TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA

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

3.1 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

3.1.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

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

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

A parcela I da tarifa UGS do ORT está associada aos custos com a gestão do sistema¹⁸, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário.

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

¹⁸ Na sequência da Consulta Pública da ERSE n.º 113, que incluiu a reformulação do RT, esta parcela passou a incluir igualmente os custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência, que anteriormente eram recuperados na parcela II.

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

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

Custo	Critério de repercussão
Parcela I	
Gestão do sistema	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário
Parcela II	
Diferencial de custo CAE	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário
Diferencial de custo RA	
Mecanismos de capacidade	
Terrenos de centrais hídricas	
PPEC	
Medidas de contenção tarifária ao nível do ORT	
Outros custos ¹⁹	
CMEC	Através de transferência mensal entre os dois operadores

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

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

¹⁹ Custos com a Concessionária da Zona Piloto.

A parcela I da tarifa UGS dos ORD apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera quase exclusivamente o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa UGS do ORT relativa aos custos com a gestão do sistema ²⁰.

A parcela II da tarifa UGS dos ORD recupera os CIEG. Estes custos incluem: o diferencial de custo com a produção com remuneração garantida (PRG) ²¹, o diferencial de custo com a aquisição de energia ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), os encargos decorrentes dos CMEC, os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade, o diferencial de custo decorrente da convergência tarifária entre o território nacional e as RA, os custos de sustentabilidade ²², os encargos com a remuneração dos terrenos de domínio público hídrico, os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC) e outros custos. A parcela II também integra eventuais medidas de contenção tarifária, ao nível do ORT e dos ORD, que reduzem o montante de CIEG a recuperar na parcela II da tarifa UGS dos ORD. O quadro seguinte resume a forma de repercussão dos custos identificados acima nas duas parcelas da tarifa.

²⁰ Adicionalmente, a partir das Tarifas de 2024, a parcela I da tarifa UGS a aplicar pelos ORD recupera ainda o diferencial de custo com a aquisição de energia aos produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo (PREAC), o ajustamento de faturação com a extinta tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador e os custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência.

²¹ O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de junho, na redação vigente, designa esta rubrica por «diferencial de custo com a aquisição de energia aos produtores de eletricidade a partir de fontes renováveis que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou com outros regimes bonificados de apoio à remuneração». Este diferencial de custo subdivide-se no diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio (revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022), e no diferencial de custo com a PRE não enquadrada nos termos do referido Decreto-Lei n.º 90/2006.

²² Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores e ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.

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

Custo	Critério de repercussão
Parcela I	
Gestão do sistema	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário
Parcela II	
Diferencial de custo CAE	Em <u>energia ativa</u> , em <u>potência contratada</u> e em <u>potência em horas de ponta</u> . A repercussão por variável de faturação e por níveis de tensão e tipo de fornecimento decorre da metodologia de cálculo que se descreve na parte final deste ponto 3.1.1.
Diferencial de custo RA	
Mecanismos de capacidade	
Diferencial de custo PRG	
Medidas de estabilidade (DL 165/2008) ²³	
Custos de sustentabilidade	
Terrenos de centrais hídricas	
PPEC	
Medidas de contenção tarifária ao nível do ORT e ORD	
Outros custos ²⁴	
CMEC	Em <u>potência contratada</u> , com o mesmo valor unitário para todos os clientes.

No cálculo dos proveitos permitidos para 2025, foram incorporadas as medidas de contenção tarifária consignadas por lei ao SEN, incluindo as que constam do Despacho conjunto do Gabinete do Ministro de Estado e das Finanças e do Gabinete da Ministra do Ambiente e Energia n.º 12438/2024 ²⁵, que afeta receita à redução do défice tarifário do Sistema Elétrico Nacional (SEN). O referido despacho elenca três categorias de receita a deduzir aos CIEG a repercutir na tarifa de UGS de 2025, designadamente: a estimativa da receita a obter em 2024 com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), no valor de 6 108 976,98 euros, a afetar à redução do défice tarifário do SEN; 60% da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa no ano de 2025, a deduzir à tarifa de uso global do SEN; e o produto estimado, à data, da CESE no ano de 2024, no valor de 52 960 000,00 euros, à cobertura de encargos decorrentes da realização do objetivo da redução da dívida tarifária do SEN.

²³ O valor desta rubrica é nulo a partir de Tarifas 2025.

²⁴ Custos com a Concessionária da Zona Piloto, custos com a atividade tarifária e ajustamentos.

²⁵ [Despacho n.º 12438/2024](#), de 21 de outubro.

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

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, a repercussão dos CIEG recuperados na parcela II da tarifa UGS dos ORD é efetuada em função do nível de tensão ou do tipo de fornecimento, nos termos a regulamentar pela ERSE, seguindo critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas [art.º 208.º, n.º 5]. Ainda assim, o membro do Governo responsável pela área da energia pode definir, até ao dia 15 de setembro de cada ano, critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG, os quais devem estabelecer a repartição dos referidos custos entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e, seguidamente, a sua afetação aos consumidores dentro de cada nível de tensão e do tipo de fornecimento [art.º 208.º, n.º 6].

Até à revisão do RT, aprovada na sequência da Consulta Pública da ERSE n.º 113 ²⁶, a repercussão dos CIEG seguiu o disposto na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação vigente ²⁷, que estabelecia os critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG na tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às atividades do SEN.

A partir do ano 2024, a alocação dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS (UGS2) dos ORD decorrerá da metodologia de cálculo estabelecida no artigo 160.º do RT ²⁸. Os preços da parcela II da tarifa UGS dos ORD devem ser calculados através da seguinte fórmula:

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

em que:

$T_{UGS2,i,j,t}^D$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, em base anual, no referencial de entrega, aplicável ao grupo de utilizadores i na variável de faturação j no ano t
$e_{i,j,t}$	Coeficientes de estrutura tarifária, em base anual, no referencial de entrega a clientes, aplicável ao grupo de utilizadores i na variável de faturação j no ano t
$a_{i,t}$	Coeficientes de alocação, aplicáveis ao grupo de utilizadores i no ano t
f_t	Fator multiplicativo que assegura a recuperação dos proveitos, previstos para o ano t, a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

²⁶ [Consulta Pública da ERSE n.º 113](#), referente à Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado.

²⁷ Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas Portarias n.º 212-A/2014, de 14 de outubro, n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, e n.º 359/2015, de 14 de outubro ([versão consolidada](#)).

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

Os números 2 e 3 do artigo 160.º estabelecem os valores que os coeficientes de estrutura tarifária e de alocação devem assumir, respetivamente, na ausência de situações que possam comprometer a estabilidade tarifária ou distorcer a estrutura tarifária. Nos termos do n.º 2, os coeficientes de estrutura tarifária $e_{i,j,t}$ resultam da soma da tarifa de Uso da Rede de Transporte, das tarifas de Uso das Redes de Distribuição e da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Nos termos do n.º 3, os coeficientes de alocação $a_{i,t}$ assumem valores unitários. Estes coeficientes, aplicáveis ao ano 2025, e designados em diante por coeficientes padrão em 2025, encontram-se apresentados no Quadro 3-3.

Quadro 3-3 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação para o ano 2025, nos termos dos n.ºs 2 e 3 do artigo 160.º (coeficientes padrão em 2025)

Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de estrutura tarifária						Coeficientes de alocação
	Potência ¹ EUR/(kW.ano)		Energia ativa ² EUR/kWh				
	Horas de ponta	Contratada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	
MAT	23,834	1,869	0,0017	0,0017	0,0016	0,0015	1,000
AT	51,862	0,735	0,0027	0,0025	0,0023	0,0021	1,000
MT	83,627	5,835	0,0053	0,0048	0,0039	0,0034	1,000
BTE	181,173	8,521	0,0108	0,0097	0,0078	0,0063	1,000
BTN>		11,110	0,1281	0,0263	0,0073		1,000
BTN< Tri-horário		11,110	0,1207	0,0190	0,0073		1,000
BTN< Bi-horário		11,110	0,0406		0,0073		1,000
BTN< Simples		11,110	0,0293				1,000

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

Caso fossem aplicados, nas Tarifas de 2025, os coeficientes de estrutura tarifária e de alocação previstos nos números 2 e 3 do artigo 160.º, a pressão tarifária nos fornecimentos em BTN seria maior, podendo apenas ser aliviada com um diferimento de custos maior do que o valor refletido na presente Decisão.

Assim, na Decisão de Tarifas para o ano 2025, os coeficientes de alocação dos CIEG repercutidos na parcela II da tarifa UGS, procuraram mitigar as variações tarifárias em BTN face ao ano 2024. De referir que nas Tarifas do ano 2024 a alocação dos incrementos na UGS2 foi realizada com uma combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 12% e 88%, respetivamente, permitindo assim

respeitar o objetivo de estabilidade tarifária nos fornecimentos em BTN. Devido à nova pressão tarifária estimada para os preços de venda a clientes finais em BTN, conforme registado na tarifa transitória do mercado regulado, a presente Decisão não aumenta a percentagem do Sinal das Redes na alocação da UGS2, face ao valor utilizado nas Tarifas de 2024, mantendo a combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 12% e 88%, respetivamente.

Na Decisão de Tarifas para 2025, a alocação do valor da UGS2 em função da energia ativa resultaria num valor uniforme de 27,06 EUR/MWh nos vários níveis de fornecimento. A alocação do valor da UGS2 de acordo com o Sinal das Redes, resultaria em valores crescentes, em EUR/MWh, de MAT até BTN. A distribuição do valor de UGS2 com cada um destes critérios de alocação encontra-se no Quadro 3-4.

Quadro 3-4 - Chaves de alocação baseados na energia e no Sinal das Redes, em EUR/MWh

	Energia	Sinal das Redes
	EUR/MWh	EUR/MWh
MAT	27,06	3,72
AT	27,06	7,16
MT	27,06	16,13
BTE	27,06	34,12
BTN>	27,06	44,44
BTN<	27,06	44,12
TOTAL	27,06	27,06

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

Em resultado da combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 12% e 88%, respetivamente, os valores dos coeficientes de estrutura tarifária e de alocação adotados na Decisão de Tarifas do ano 2025 encontram-se no Quadro 3-5. Estes valores distinguem-se dos coeficientes padrão no Quadro 3-3 por aplicarem valores nulos nos coeficientes de estrutura tarifária na potência em horas de ponta²⁹, por limitarem os coeficientes de estrutura tarifária na potência contratada a 49% do valor

²⁹ Esta opção evita aumentos expressivos no preço de potência em horas de ponta, num contexto em que parcela II da tarifa UGS diminui entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025.

padrão ³⁰ e por aplicarem coeficientes de alocação diferentes da unidade nos fornecimentos de MAT até BTN< ³¹.

Quadro 3-5 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação na Decisão de Tarifas do ano 2025

Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de estrutura tarifária						Coeficientes de alocação
	Potência ³⁰ EUR/(kW.ano)		Energia ativa ³¹ EUR/kWh				
	Horas de ponta	Contratada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	
MAT	0,000	0,916	0,0017	0,0017	0,0016	0,0015	2,545
AT	0,000	0,360	0,0027	0,0025	0,0023	0,0021	2,833
MT	0,000	2,859	0,0053	0,0048	0,0039	0,0034	2,246
BTE	0,000	4,175	0,0108	0,0097	0,0078	0,0063	2,069
BTN>		5,444	0,1281	0,0263	0,0073		0,686
BTN< Tri-horário		5,444	0,1207	0,0190	0,0073		0,773
BTN< Bi-horário		5,444	0,0406		0,0073		0,773
BTN< Simples		5,444	0,0293				0,773

Por fim, o Quadro 3-6 apresenta a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS dos ORD, em milhões de euros, com a desagregação de rubricas existente antes da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022.

³⁰ Esta opção foi necessária para reduzir as situações em que o preço de potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais é inferior ao respetivo preço da tarifa de Acesso às Redes, tendo sido igualmente adotada aquando da Fixação Excepcional de Tarifas de 2024.

³¹ Os coeficientes de alocação apresentados são os que permitem implementar uma alocação da parcela II da tarifa UGS com base numa combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 12% e 88%, respetivamente.

Quadro 3-6 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD, conforme a desagregação de rubricas existente antes do Decreto-Lei n.º 15/2022

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	13,8	57,7	232,3	99,8	698,9	74,6	624,3	1 102,5
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	2,4	10,0	40,4	17,4	121,6	13,0	108,7	191,9
Diferencial de custo dos CAE	0,1	0,6	2,5	1,1	7,6	0,8	6,8	12,0
CMEC	1,2	2,6	11,2	3,7	66,4	4,2	62,3	85,2
Mecanismos de capacidade	0,2	0,8	3,3	1,4	9,9	1,1	8,8	15,6
Diferencial de custo das RA	2,3	9,6	38,6	16,6	116,1	12,4	103,7	183,2
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ajust. de aquisição de energia	-0,5	-2,0	-8,1	-3,5	-24,3	-2,6	-21,7	-38,3
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1
Terrenos	0,1	0,6	2,3	1,0	7,0	0,7	6,3	11,1
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto, Aditividade e ajustamentos)	1,1	4,5	18,1	7,8	54,5	5,8	48,7	86,0
Medidas de contenção tarifária	-4,7	-19,6	-78,8	-33,9	-237,1	-25,3	-211,8	-374,0
TOTAL	16,1	64,9	261,9	111,5	820,8	84,7	736,2	1 275,2

Nota: Conforme solicitação do Conselho Tarifário, para manter a desagregação de rubricas existente antes do Decreto-Lei n.º 15/2022, até ao final do período regulatório.

A mesma informação é ainda apresentada no Quadro 3-7, considerando a desagregação decorrente do Decreto-Lei n.º 15/2022, que agrega os dois diferenciais de custo PRE como diferencial de custo PRG³², e refletindo o fim dos encargos correspondentes às medidas de estabilidade, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.

Quadro 3-7 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRG	16,2	67,7	272,7	117,2	820,6	87,6	733,0	1 294,4
CMEC	1,2	2,6	11,2	3,7	66,4	4,2	62,3	85,2
Diferencial de custo dos CAE	0,1	0,6	2,5	1,1	7,6	0,8	6,8	12,0
Diferencial de custo das RA	2,3	9,6	38,6	16,6	116,1	12,4	103,7	183,2
Terrenos das centrais	0,1	0,6	2,3	1,0	7,0	0,7	6,3	11,1
Custos com mecanismos de capacidade	0,2	0,8	3,3	1,4	9,9	1,1	8,8	15,6
Medidas de sustentabilidade de mercados	-0,5	-2,0	-8,1	-3,5	-24,3	-2,6	-21,7	-38,3
Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto e ajustamentos faturação UGS2)	1,1	4,5	18,1	7,8	54,5	5,8	48,7	86,0
Medidas de contenção tarifária	-4,7	-19,6	-78,8	-33,9	-237,1	-25,3	-211,8	-374,0
TOTAL	16,1	64,9	261,9	111,5	820,8	84,7	736,2	1 275,2

Por fim, a informação acerca da repartição dos CIEG, apresentada em milhões de euros no Quadro 3-7, é ainda apresentada em preço médio (EUR/MWh), no Quadro 3-8. De notar que o valor médio global dos CIEG na UGS2 (27,06 EUR/MWh) corresponde ao referido anteriormente e apresentado no Quadro 3-4.

³² Ver nota de rodapé 21.

Quadro 3-8 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD, em preço médio

Unidades: EUR/MWh	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRG	6,56	9,97	18,16	34,98	42,09	43,81	41,89	27,47
CMEC	0,48	0,39	0,74	1,12	3,41	2,08	3,56	1,81
Diferencial de custo dos CAE	0,06	0,09	0,17	0,32	0,39	0,41	0,39	0,25
Diferencial de custo das RA	0,93	1,41	2,57	4,95	5,96	6,20	5,93	3,89
Terrenos das centrais	0,06	0,09	0,16	0,30	0,36	0,37	0,36	0,23
Custos com mecanismos de capacidade	0,08	0,12	0,22	0,42	0,51	0,53	0,50	0,33
Medidas de sustentabilidade de mercados	-0,19	-0,30	-0,54	-1,04	-1,25	-1,30	-1,24	-0,81
Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto e ajustamentos faturação UGS2)	0,44	0,66	1,21	2,32	2,80	2,91	2,78	1,82
Medidas de contenção tarifária	-1,90	-2,88	-5,25	-10,10	-12,16	-12,66	-12,10	-7,94
TOTAL	6,52	9,55	17,44	33,28	42,11	42,36	42,08	27,06

3.1.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as **tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT** pelas entregas da RNT, devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica ³³.

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

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

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

³³ As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND foram eliminadas, a partir de 1 janeiro de 2022, de acordo com o RT.

- Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as entregas em AT, MT e BT.

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

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

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

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

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

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

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

Quadro 3-9 - Custos incrementais da rede de transporte em 2025

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

Quando os preços iguais aos custos incrementais não permitem obter os proveitos permitidos, são aplicados aos custos incrementais fatores multiplicativos de forma a proporcionar os proveitos permitidos, mantendo assim a estrutura dos custos incrementais. Assim, aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta de MAT e de AT aplica-se um fator multiplicativo de 0,97, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia ativa e reativa, às respetivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Transporte.

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

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

3.1.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.

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

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

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

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

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

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

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

Conforme referido no capítulo 2, a estrutura das tarifas de redes deve refletir a estrutura dos custos incrementais médios de longo prazo. Com o início de um novo período de regulação em 2022, foi revista a estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição, procurando melhorar a aderência das tarifas aos custos

incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta e incentivando, desta forma, uma utilização mais eficiente das redes de distribuição. O estudo efetuado, visando a alteração da estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição em vigor no anterior período regulatório, encontra-se na seção 3.1.4 do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022](#)».

CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

Quadro 3-10 - Custos incrementais da rede de distribuição em 2025

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

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

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

No Quadro 3-11 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

Quadro 3-11 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Fatores multiplicativos da rede de distribuição	
Redes de distribuição em AT e MT	0,60
Rede de distribuição em BT	1,28

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

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

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

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

3.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AO AUTOCONSUMO

O atual regime jurídico do autoconsumo, que compreende a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável, foi instituído em 2019. Foi estabelecido, igualmente, o regime jurídico das comunidades de energia renovável (CER), procedendo-se à transposição parcial da Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis [Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro].

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

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

O **Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC)** da ERSE, aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, bem como a regulamentação aprovada pela DGEG [Regulamento Técnico e de Qualidade e Regulamento de Inspeção e Certificação], estabeleceram as regras necessárias à implementação do regime do autoconsumo, desde logo aos projetos previstos para 2020, conforme o Decreto-Lei n.º 162/2019 [art.º 32.º n.º 2]. Atualmente, encontra-se em vigor o Regulamento n.º 815/2023 de 27 de julho ³⁴, cujas regras possibilitam a totalidade das modalidades de autoconsumo previstas, estabelecendo um quadro regulamentar coerente com o regime legal. Em 2021, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do RT ³⁵.

O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais UPAC [Unidade de Produção para Autoconsumo] e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [DL 15/2022, art.º 3.º, alínea e)]. O autoconsumidor é um consumidor final que produz energia

³⁴ O Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, foi revogado.

³⁵ No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria, desde que, para os autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional [art.º 3.º, alínea f)].

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

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

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

INVERSÃO DE FLUXO NAS REDES A MONTANTE DA UPAC

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

Conforme estabelecido no RT, a ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP passa a ser considerada para efeitos de cálculo, através de um fator, que varia entre 0 e 1³⁶, aplicado à dedução

³⁶ Um fator de 1 significa que as tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante são deduzidas na totalidade.

das tarifas de Uso das Redes dos respectivos níveis de tensão a montante [RT, art.º 60.º, n.º 2]. Este fator é determinado anualmente pela ERSE [RT, art.º 60.º, n.º 4]. Tendo em conta o momento atual de desenvolvimento dos projetos de autoconsumo, a ERSE mantém o entendimento de não haver necessidade de dar sinais locacionais nas tarifas. Por esse motivo, o fator assume âmbito nacional, sendo aplicável a todas as instalações de utilização.

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

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

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

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

A E-Redes enviou à ERSE, a 14 de junho de 2024, o documento de «Caracterização de situações de inversão de fluxo e proposta de critérios para a sua identificação», relativo ao ano de 2023. Para esta caracterização, a E-Redes considera como ocorrência de situações de inversão de fluxo a existência de pelo menos um período quarto-horário em que a diferença entre os valores agregados dos canais A- e A+ seja positiva (sinalizando, portanto, injeção no sentido da rede de montante).

O documento estabelece quatro indicadores:

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

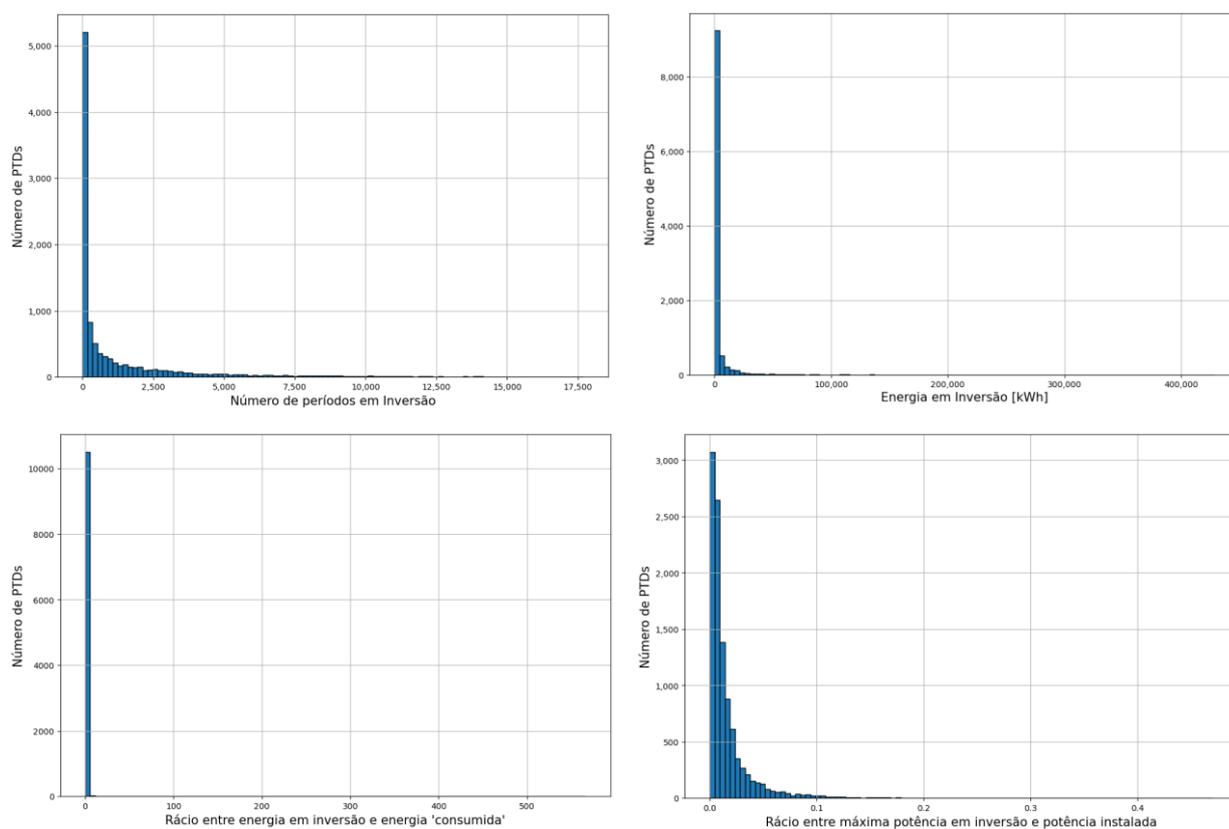
O estudo apresenta uma análise das ocorrências em termos de magnitude e de frequência, para postos de transformação de distribuição (PTD) e para subestações. A análise inclui uma perspetiva não agregada, recorrendo a histogramas das distribuições dos indicadores indicados acima e onde cada instalação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

A E-Redes conclui que, em 2023, a maioria das ocorrências de inversão de fluxo tem uma magnitude e frequência diminuta. Indica que, nesse ano, ocorreu inversão de fluxo em 14,8 % dos PTD e em 27,3% do total das subestações. Por comparação, os valores relativos a 2022 foram de 10,9% e 21,4%, respetivamente ³⁷.

A Figura 3-1 apresenta os histogramas dos indicadores para os PTD, em 2023.

³⁷ Valores obtidos da informação enviada à ERSE em 2023, no âmbito do exercício tarifário de 2024, conforme documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024](#)».

Figura 3-1 - Histogramas dos indicadores para os PTD, 2023



Fonte: E-Redes.

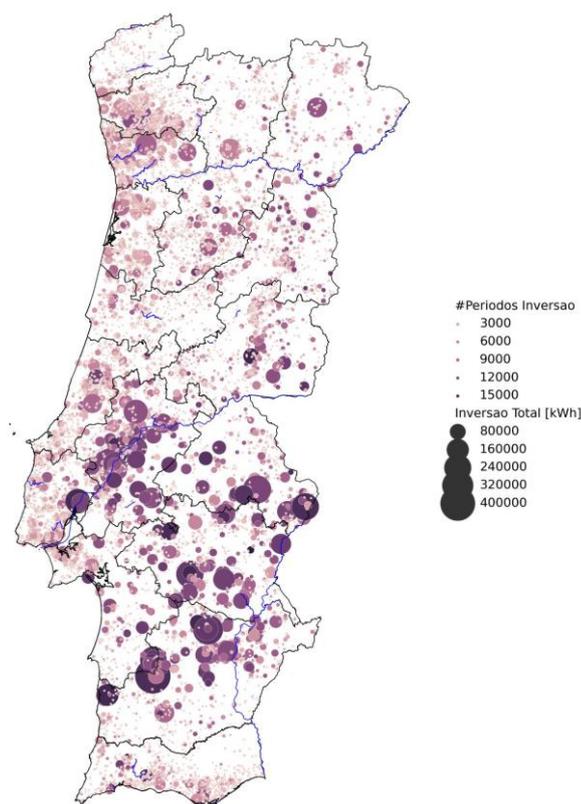
A caracterização revela que metade dos PTD onde ocorreu inversão apresentou um rácio entre energia em inversão e «consumida» igual ou inferior a 0,1%. O rácio entre a potência máxima em inversão e a potência instalada no transformador de potência não ultrapassou 0,75% para metade dos PTD nos quais ocorreu inversão. Para o percentil 75%, estes rácios foram 1,7% e 1,8%, respetivamente. O Quadro 3-12 apresenta estes resultados e a Figura 3-2 ilustra a distribuição geográfica dos PTD, de acordo com o número de períodos em inversão e a energia em inversão.

Quadro 3-12 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para os PTD, 2023

Indicador	Média	Q1 - 25%	Q2 - 50% (Mediana)	Q3 - 75%	Máximo
Número de períodos em Inversão	1 335	13	188	1 450	17 687
Energia em inversão [kWh]	3 125	5	79	1 077	428 361
Rácio entre energia em inversão e 'consumida'	0,33	0,000048	0,0010	0,017	566
Rácio entre máxima potência em inversão e instalada	0,016	0,0031	0,0075	0,018	0,47

Fonte: E-Redes.

Figura 3-2 - Distribuição geográfica dos PTD com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2023

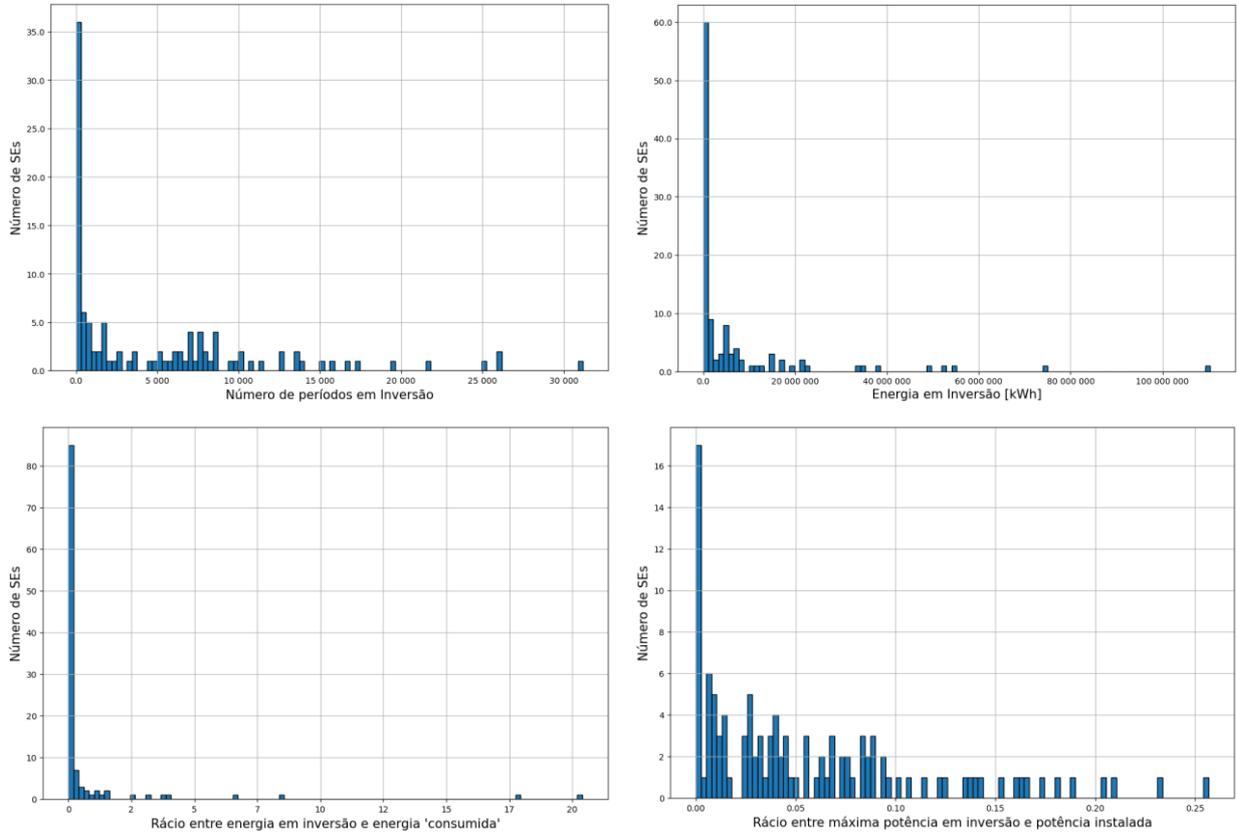


Fonte: E-Redes.

Os PTD com maior magnitude e frequência de inversão localizam-se no Centro e Sul do país, principalmente no distrito de Santarém, Portalegre, Évora e Beja.

A Figura 3-1 apresenta os histogramas dos indicadores para as subestações, em 2023.

Figura 3-3 - Histogramas dos indicadores para as subestações, 2023



Fonte: E-Redes.

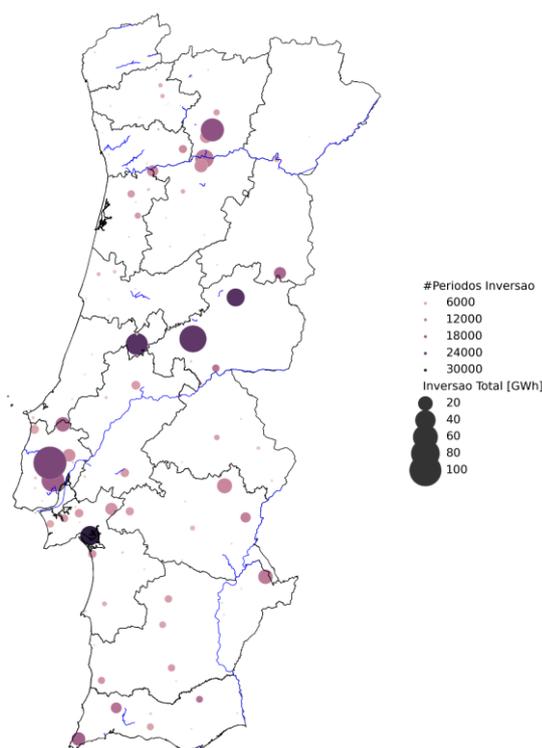
Quanto às subestações, metade daquelas em que se verificou inversão registaram uma relação entre energia em inversão e “consumida” não superior a 1,4%. O rácio entre a potência máxima em inversão e a potência instalada no transformador de potência não ultrapassou 4,0% para metade das subestações onde ocorreu inversão. Para o percentil 75%, estes rácios foram 17,9% e 8,4%, respetivamente. O Quadro 3-13 apresenta estes resultados e a Figura 3-4 ilustra a distribuição geográfica das subestações, de acordo com o número de períodos em inversão e a energia em inversão.

Quadro 3-13 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para as subestações, 2023

Indicador	Média	Q1 - 25%	Q2 - 50% (Mediana)	Q3 - 75%	Máximo
Número de períodos em Inversão	5 143	89	1 817	7 770	31 184
Energia em inversão [kWh]	7 112 409	8 398	553 540	5 853 685	110 368 145
Rácio entre energia em inversão e 'consumida'	0,744	0,0003	0,014	0,179	20,400
Rácio entre máxima potência em inversão e instalada	0,057	0,009	0,040	0,084	0,257

Fonte: E-Redes.

Figura 3-4 - Distribuição geográfica das subestações com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2023



Fonte: E-Redes.

Em conclusão, o estudo de caracterização enviado pela E-Redes permite observar que há pontos de fronteira em que os fluxos de jusante para montante, em períodos de 15 minutos, têm significado, em particular nas subestações. O estudo refere que se verifica um aumento consistente tanto do número de

períodos, como do total de energia em inversão, em PTD, e que, em subestações, os valores totais em inversão e os períodos em inversão apresentam uma tendência crescente, incluindo em termos de distribuição. Apesar deste acréscimo, a ERSE entende que a informação sugere que a nível nacional as situações de inversão de fluxo ainda não atingiram um patamar que justifique a reflexão desse efeito em termos tarifários. O acompanhamento dos projetos de autoconsumo que venham a ser desenvolvidos, a par com a evolução da informação recolhida e respetiva análise, serão determinantes para suportar a tomada de decisão da ERSE.

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

No primeiro trimestre de 2024, existiam 102 projetos de autoconsumo, envolvendo 345 instalações³⁸. Estes valores são majorantes dos relativos aos projetos de autoconsumo através da RESP, uma vez que o autoconsumo coletivo pode ocorrer através de rede interna.

Da análise à informação da E-Redes quanto a situações de inversão de fluxo nas suas redes, relativa a 2023, a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas. Assim, mantém-se para 2025 a opção tomada nos anos anteriores, de não considerar eventuais situações de inversão na determinação dos preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. O fator mencionado anteriormente, a aplicar à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante, assume, portanto, o valor de 1.

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

³⁸ Informação recebida da E-Redes ao abrigo do [Regulamento do Autoconsumo](#) [art.º 38.º, na redação vigente].

3.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA

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

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

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

As matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos constam do RT, o mesmo sucedendo com as tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM. As tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME), do âmbito estrito do setor da mobilidade elétrica, mantêm-se no RME e são alvo de processo autónomo ³⁹.

Refira-se que a ERSE submeteu a consulta pública ⁴⁰, em paralelo com a proposta de tarifas, uma alteração do RT que inclui uma proposta de eliminação das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica. Com essa alteração, o custo da utilização da rede elétrica pública seria recuperado, na sua totalidade, nas tarifas de acesso às redes aplicáveis ao titular do ponto de entrega da RESP, traduzindo-se numa simplificação do modelo atual. A proposta considerava um prazo não inferior a três meses para a entrada em vigor das alterações, pelo que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica se manteriam, de todo o modo, em vigor, pelo menos, no início de 2025. Considerando os comentários recebidos, que conduziram a que no encerramento da consulta pública se decidisse não avançar com a proposta, remetendo eventuais alterações para um momento posterior, mantêm-se a situação atual, com a publicação das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica para 2025.

³⁹ Para o efeito, consultar a página da ERSE dedicada às tarifas da EGME em <https://www.erse.pt/mobilidade-eletrica/tarifas-e-precos/>.

⁴⁰ [Consulta Pública n.º 123](#), relativa à proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

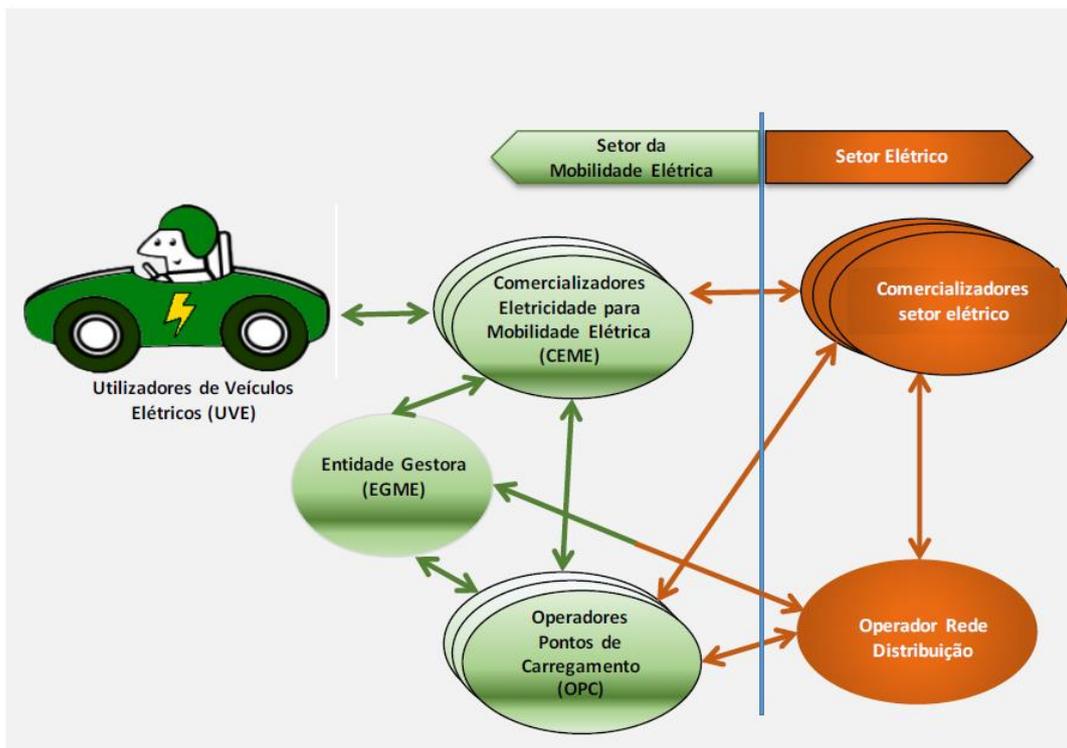
SETOR DA MOBILIDADE ELÉTRICA E SETOR ELÉTRICO

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

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

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

Figura 3-5 - Relacionamentos na rede de mobilidade elétrica



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

- A **componente CEME**, que consta do contrato negociado entre o CEME e o UVE, respeita à eletricidade fornecida para carregamento do veículo elétrico, que inclui: o valor da eletricidade e sua comercialização ⁴¹, as redes de energia elétrica, bem como a tarifa da EGME aplicável aos CEME ⁴²,
- A **componente OPC** ⁴³, que inclui: a utilização dos pontos de carregamento, assim como a tarifa EGME aplicável aos OPC,
- A **componente de taxas e impostos**, definidos pelo Estado português, designadamente: o imposto especial sobre o consumo de energia elétrica (IEC) e o imposto sobre o valor acrescentado (IVA), se aplicável.

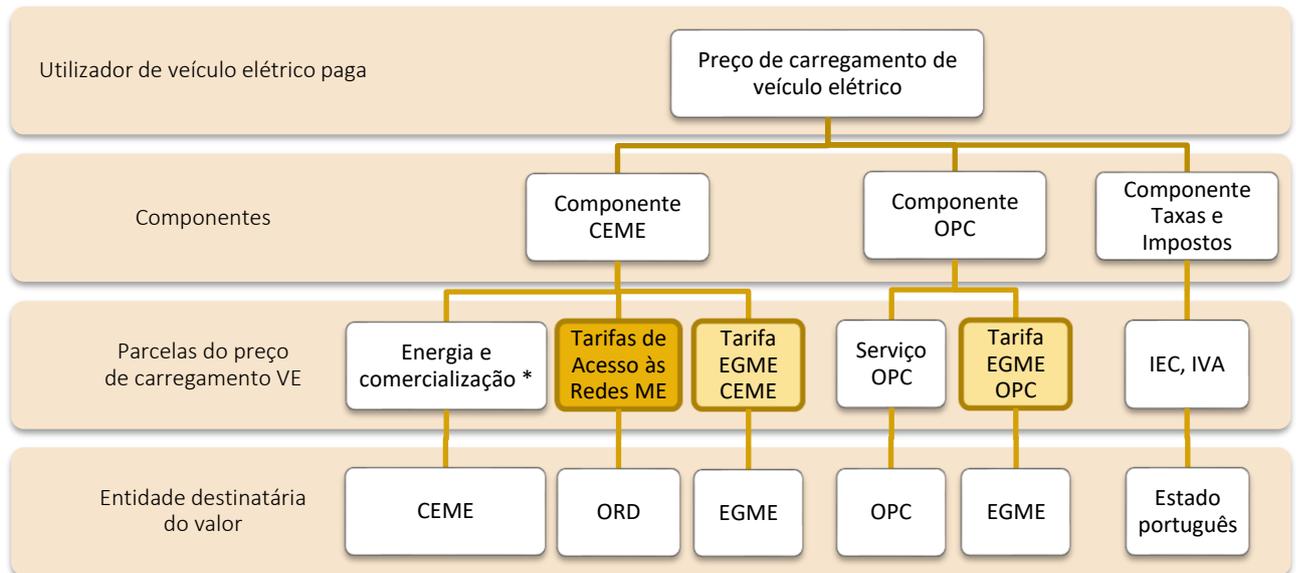
⁴¹ No caso das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, o preço de energia e comercialização é regulado.

⁴² As tarifas da EGME estão definidas no [Regulamento da Mobilidade Elétrica](#).

⁴³ Embora seja cobrada pelo CEME, esta parcela será transferida para os OPC onde o UVE carregou o seu veículo.

A Figura 3-6 resume a **estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos** na Rede de Mobilidade Elétrica. Assim, o preço final pago pelos utilizadores de veículos elétricos incorpora tarifas reguladas, definidas pela ERSE, quer sejam as tarifas da EGME, como as correspondentes às tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica, às quais este documento reporta.

Figura 3-6 - Estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica



Legenda:



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

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

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

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

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

As duas últimas tarifas aplicam-se a partir de 2024, conforme a reformulação do RT deste ano ⁴⁴.

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

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

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

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

⁴⁴ [Consulta Pública n.º 113](#), Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado.

MT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

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

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

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

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

CONVERSÃO DO PREÇO DA POTÊNCIA CONTRATADA PARA PREÇOS DE ENERGIA

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

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

Para determinar essa diferenciação, é utilizada a proporção de consumo na rede de mobilidade elétrica por período horário. A figura seguinte apresenta essa informação relativa a 2021, 2022 e 2023. Comparando com a distribuição de horas por período horário, em 2023 (Figura 3-8), conclui-se que há uma maior utilização da rede no período fora de vazio. Essa utilização, que diminuiu entre 2021 e 2022, aumentou em 2023, com exceção da tarifa bi-horária.

Figura 3-7 - Distribuição do consumo na rede da mobilidade elétrica por período horário, em 2021, 2022 e 2023

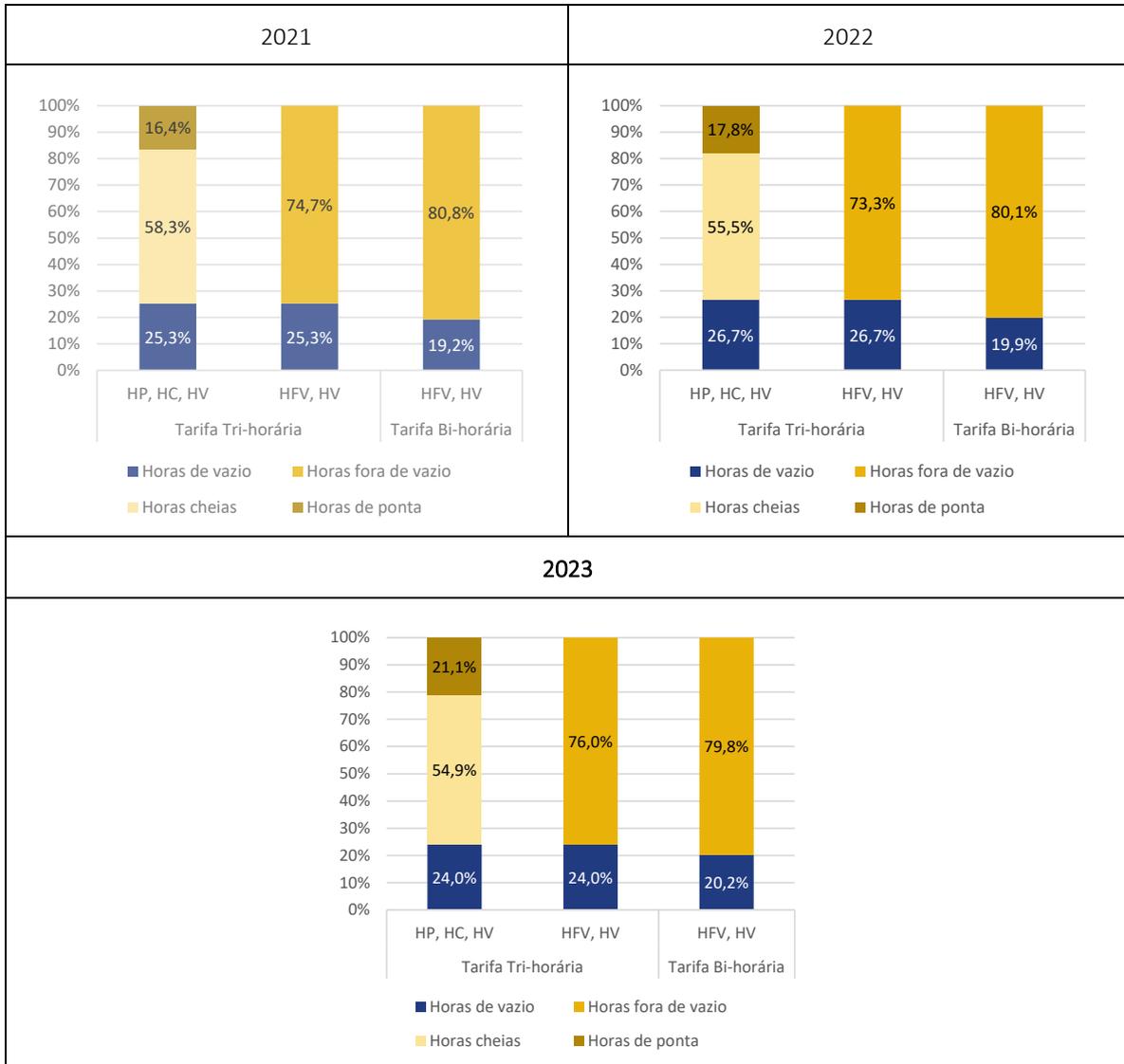
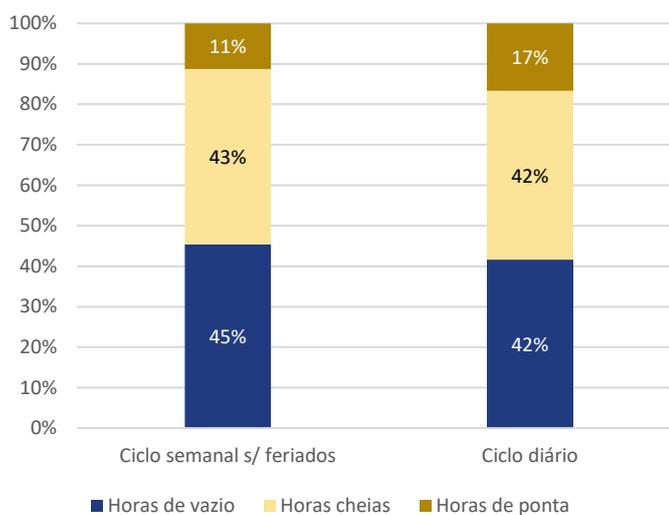
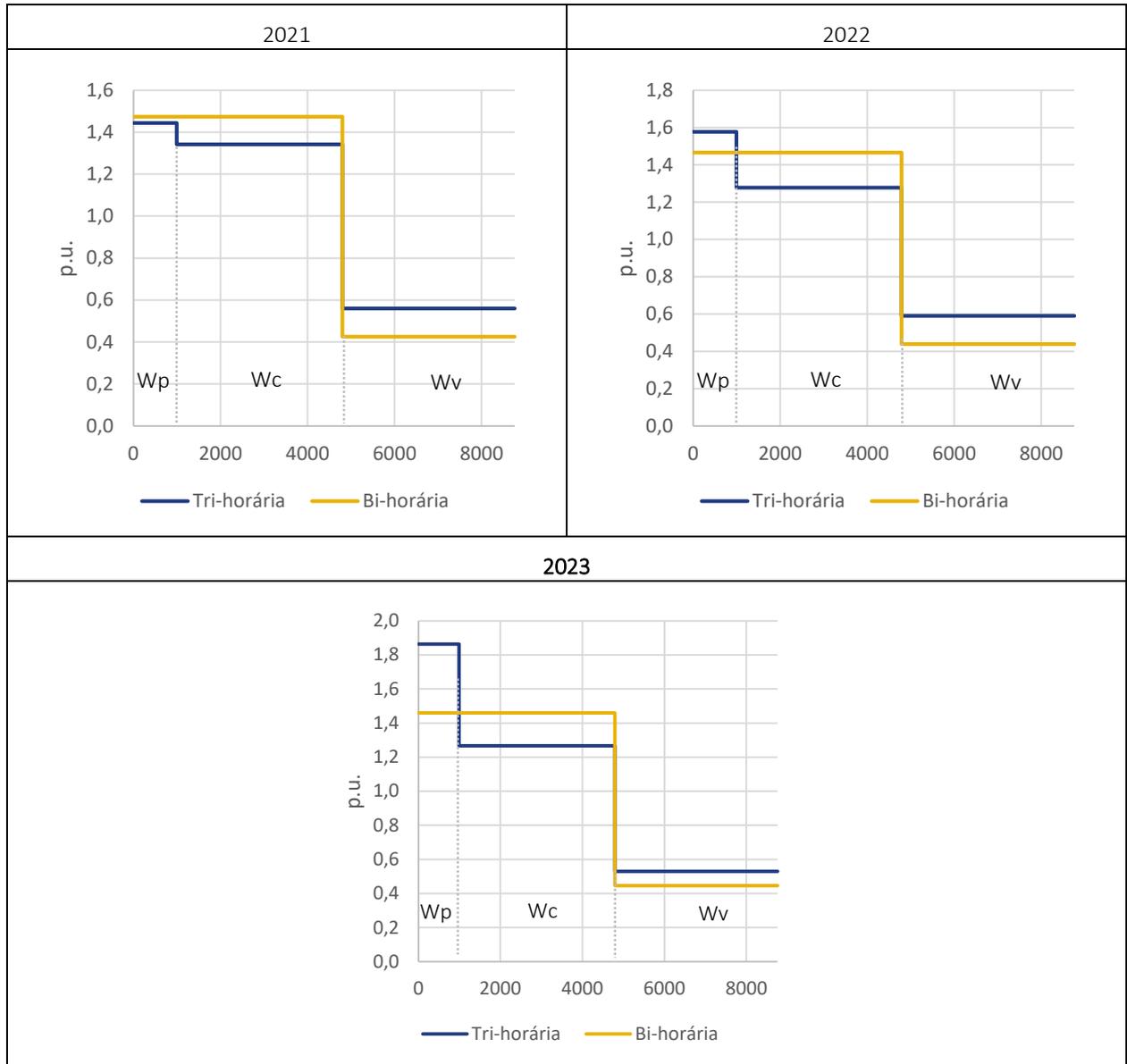


Figura 3-8 - Distribuição do número de horas por período horário nos ciclos de contagem, em 2023



Na Figura 3-9 apresenta-se o diagrama de carga anual dos dados acima, retangularizado, em p.u. (por unidade, valores normalizados pela potência média anual), discriminado pelos três períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio). Em comparação com os diagramas apresentados no documento de caracterização da procura, constata-se uma maior amplitude entre as horas de ponta e as horas de vazio. O diagrama agregado das opções bi-horária e tri-horária é semelhante ao da bi-horária, dado o reduzido consumo na opção tri-horária (0,1% do total).

Figura 3-9 - Diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica, 2021, 2022 e 2023



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

Quadro 3-14 - Valores normalizados pela potência média anual determinados a partir do diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica em 2023

	Horas fora de vazio	Horas de vazio
p.u.	1,46	0,45

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

Nos exercícios tarifários de 2022 e 2023, a ERSE optou por utilizar um fator de utilização superior ao calculados a partir das quantidades reportadas pela E-Redes, desse modo atenuando a diferença entre os valores do fator de utilização utilizados em anos anteriores e o valor obtido a partir das quantidades específicas para a mobilidade elétrica. Este entendimento permite também responder às preocupações manifestadas na [Consulta Pública n.º 101](#), relativamente ao impacto de uma conversão diferenciada da potência contratada nos preços finais suportados pelos UVE.

À semelhança das opções tomadas no exercício tarifário de 2024, nesta proposta a ERSE considera um fator de utilização da potência contratada de 719 horas/ano, determinado a partir das quantidades da opção tri-horária da tarifa de Acesso às Redes em BT em 2023, mas excluindo as quantidades relativas à iluminação pública (IP). Do mesmo modo, é adotada a diferenciação por período horário, conforme Quadro 3-15. Esta decisão permite assegurar a hierarquia de preços entre horas de ponta, cheias e de vazio, e, ao mesmo tempo, limita o impacto que uma conversão diferenciada possa ter nos preços em horas de ponta e, conseqüentemente, nos preços finais suportados pelos utilizadores de veículos elétricos ⁴⁵.

⁴⁵ Conforme as preocupações levantadas aquando da consulta de reformulação do RT de 2021, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Quadro 3-15 - Valores normalizados pela potência média anual utilizados na conversão do preço de potência contratada em preços de energia por período horário nas tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica

	Horas fora de vazio	Horas de vazio
p.u.	1,46	0,45

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

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, estabelece o «Estatuto do Cliente Eletrointensivo», que pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos [art.º 192.º, n.º 1]. Contudo, a aplicação efetiva deste estatuto ainda aguarda a obtenção de autorização pela Comissão Europeia, dependente de alterações ao regime jurídico. O recente Decreto-Lei n.º 99/2024⁴⁶, de 3 de dezembro, vem proceder a alterações ao estatuto, as quais estão consideradas na descrição abaixo.

Deste modo, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação que vigorará a partir de 18 de dezembro de 2024, a obtenção do estatuto depende do cumprimento cumulativo dos requisitos estabelecidos no diploma [art.º 194.º, n.º 2], entre os quais se inclui a existência de ligação à rede de serviço público (RESP), assim como de requisitos relativos a limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade, a estabelecer em portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da economia e da energia [art.º 194.º, n.º 1].

⁴⁶ [Decreto Lei n.º 99/2024](#), de 3 de dezembro, que altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis, que entrará em vigor a 18 de dezembro de 2024.

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

- no que se refere ao consumo de energia elétrica (através da contratação com um comercializador, por exemplo): redução de 75% ou 85% dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º do diploma ⁴⁷, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, não podendo tal redução pressupor um pagamento do encargo em valor inferior a 0,5€/MWh;
- no que se refere a autoconsumo (proveniente de UPAC): isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no diploma, e isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º do diploma ⁴⁸, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema.

A Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, estabelece requisitos relativos os limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade referidos acima. Adicionalmente, estabelece que:

- para o consumo de energia elétrica, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE [art.º 9.º, n.º 2];
- para o autoconsumo, aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo, considerando a isenção total estabelecida [art.º 10.º, n.º 1].

De referir que esta Portaria é anterior à alteração ao Decreto-Lei n.º 15/2022 operada pelo Decreto-Lei n.º 99/2024.

Tendo em conta que este estatuto cria um regime de isenção de CIEG a aplicar a instalações de elevado consumo de eletricidade, importa conhecer esse universo. Para tal, apresenta-se de seguida uma caracterização das instalações abrangidas, a partir da listagem das instalações de consumo beneficiárias da isenção de CIEG, enviada pela Direção-Geral de Energia e Geologia, a 12 de setembro de 2024, ao abrigo do estabelecido na Portaria n.º 112/2022 [art.º 9.º, n.º 3]. De salientar que as alterações ao regime jurídico do Estatuto de Cliente Eletrointensivo podem vir a alterar o universo de instalações abrangidas.

⁴⁷ Nos termos do n.º 9 do artigo 208.º, na redação vigente, a isenção dos CIEG não inclui os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade.

⁴⁸ Nos termos do n.º 9 do artigo 208.º, na redação vigente, a isenção dos CIEG não inclui os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade.

A listagem inclui 44 instalações, a grande maioria com ligação à RESP em AT (37 instalações). As instalações com Estatuto de Cliente Eletrointensivo representaram 6,2 GWh de consumo médio anual entre 2021 e 2023, com 49% desse consumo a ocorrer em horas de vazio. A potência instalada total corresponde a 1 918 MVA, a que corresponde uma potência contratada total de 56% desse valor.

A Figura 3-10 permite observar que estas instalações têm, de facto, um consumo médio bastante superior ao da totalidade das instalações ligadas no correspondente nível de tensão (entre cinco a 41 vezes).

Figura 3-10 - Consumo médio anual (2021 a 2023) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo e comparação com o consumo médio real (2023) da procura em Portugal continental

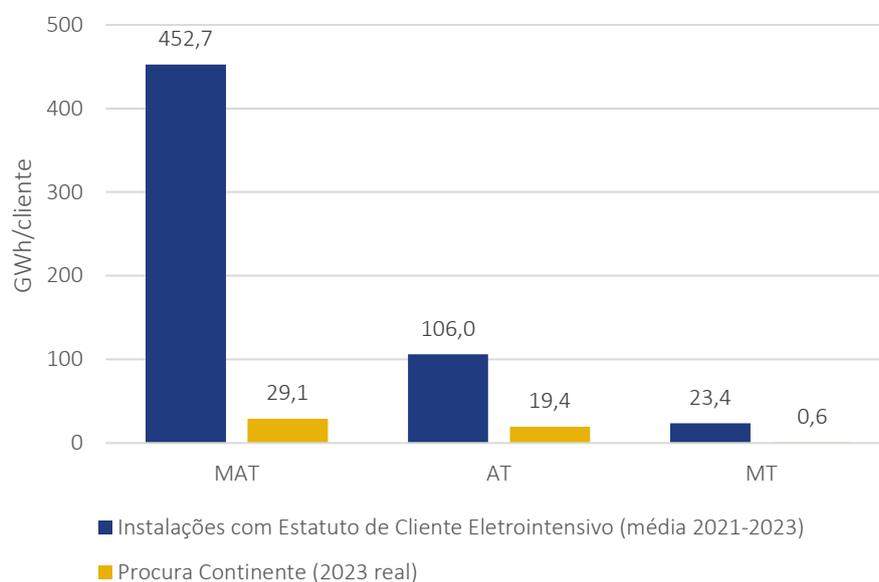
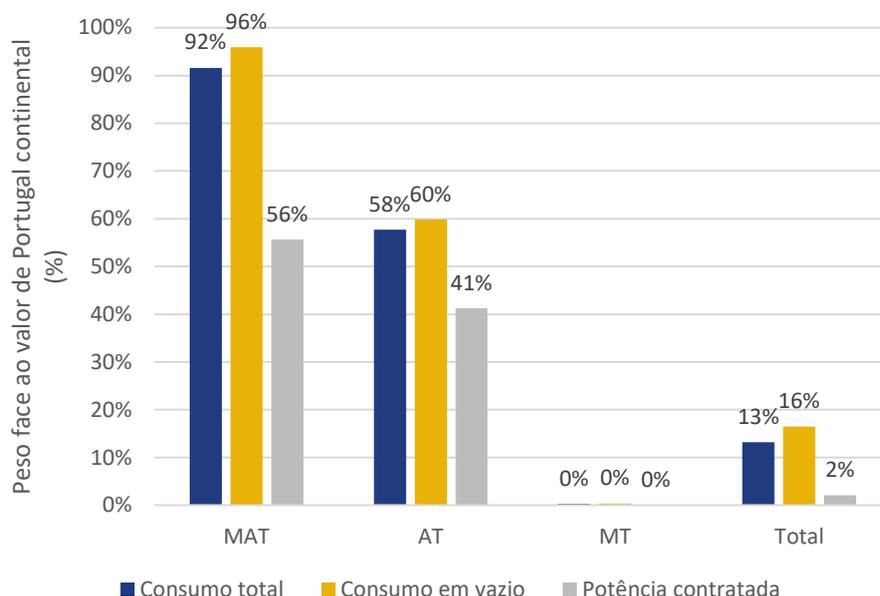


Figura 3-11 – Peso do consumo e da potência contratada, de 2021 a 2023, das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, face ao valor da procura em Portugal continental (previsão 2025, em tarifas 2025)



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

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

3.5 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de energia aplicada nos anos de 2022 e 2023 resultou de um estudo apresentado no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022](#)»⁴⁹, e foi orientada pelos custos marginais de aprovisionamento de energia no mercado diário português nos anos de 2018 a 2020.

Para 2024, foi apresentado um novo estudo sobre a adequação da estrutura dos preços da tarifa de energia no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024](#)», mas a ERSE decidiu manter em 2024 os custos marginais da tarifa de Energia utilizados nos anos 2022 e 2023, devido ao carácter extraordinário dos anos analisados, nomeadamente entre 2020 a 2022.

⁴⁹ O estudo tinha como objetivo a atualização da estrutura de preços utilizada no período regulatório 2018-2021.

Em complemento, o capítulo 6 apresenta uma análise à adequação dos períodos horários em Portugal continental, que também caracteriza a estrutura dos períodos horários que resultaria caso os mesmos fossem definidos apenas em função do preço grossista de eletricidade no mercado diário. A leitura conjugada das secções 6.4 e 6.5 permite identificar que os sinais de preço pelo uso das redes mostram padrões distintos dos sinais de preço que decorrem do preço grossista em mercado diário.

No contexto de uma maior volatilidade e de um novo perfil horário do preço grossista, a atualização dos períodos horários merece uma reflexão e discussão, de forma a definir sinais de preço eficientes e o mais estáveis possíveis no tempo.

Assim também para o ano 2025, a ERSE propõe manter os custos marginais da tarifa de Energia. Para esta manutenção concorre o facto de 2025 ser o último ano do atual período regulatório.

No Quadro 3-16 são apresentados os custos marginais em dois referenciais distintos: o referencial de mercado e o referencial de saída da RNT em AT. O último distingue-se do primeiro pela adição das perdas ao longo da rede de transporte, sendo que o referencial de saída da RNT em AT é o referencial no qual se publicam os preços da tarifa de Energia.

Quadro 3-16 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2025

		Referencial de mercado	Referencial de saída da RNT AT
		EUR/kWh	EUR/kWh
Períodos I, IV	Ponta	0,0538	0,0547
	Cheias	0,0508	0,0517
	Vazio Normal	0,0439	0,0447
	Super Vazio	0,0394	0,0401
Períodos II, III	Ponta	0,0495	0,0504
	Cheias	0,0484	0,0492
	Vazio Normal	0,0427	0,0435
	Super Vazio	0,0416	0,0423

Os preços da tarifa de Energia obtêm-se pela aplicação de um fator multiplicativo aos custos marginais da tarifa de Energia por forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica do comercializador de último recurso, tendo em conta a procura prevista para o ano de 2025. Nas tarifas para o ano de 2025 o fator multiplicativo é de 1,73.

3.6 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização permitem recuperar os proveitos permitidos da atividade regulada de comercialização de energia elétrica, desempenhada pelo comercializador de último recurso, recuperando os custos da estrutura comercial afeta à venda de energia elétrica aos seus clientes, nomeadamente os custos de leitura, a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a cobrança e gestão da cobrança e o atendimento presencial e telefónico. Devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais parte dos proveitos permitidos da atividade de comercialização podem ser recuperados na tarifa de uso global do sistema⁵⁰, conforme estabelecido no RT.

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

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

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

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

⁵⁰ Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em AT/MT, BTE e BTN.

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

Para o ano 2025 são publicadas três tarifas de comercialização distintas⁵¹, a saber:

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

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

No Quadro 3-17 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência das tarifas de comercialização em MAT/AT/MT, BTE e BTN.

Quadro 3-17 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência das tarifas de comercialização

Fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência da Comercialização	
Tarifa de comercialização em MAT, AT e MT	5,01
Tarifa de comercialização em BTE	14,81
Tarifa de comercialização em BTN	2,06

⁵¹ Tendo em conta a extinção da tarifa transitória em MAT, AT, MT e BTE em Portugal continental e a necessidade de continuar a determinar uma tarifa de comercialização para estes níveis, designadamente para aplicação aos fornecimentos em MT e BTE das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e para aplicação no âmbito do fornecimento supletivo, a tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT assume uma estrutura de custos médios de referência igual à estrutura da tarifa de Comercialização em BTE.

4 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

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

As tarifas de Venda a Clientes Finais representam o valor total a pagar pelo fornecimento de eletricidade no mercado regulado, excluindo as taxas e os impostos aplicados. O Quadro 4-1 identifica as tarifas reguladas incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais ⁵². No mercado liberalizado os valores referentes à energia e à comercialização são definidos por cada comercializador, enquanto o valor relativo ao acesso às redes é igual para clientes dos mercados liberalizado e regulado.

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

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

Para evitar a subsidiação cruzada entre atividades e entre clientes, a tarifa de Venda a Clientes Finais deve seguir o princípio da aditividade tarifária e ser igual à soma direta das várias tarifas reguladas por atividade ⁵³. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas a um cliente do mercado regulado designa-se por **tarifa aditiva**.

Complementarmente, o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico estabelece **mecanismos de convergência** que visam proteger os clientes finais de variações significativas nos preços da tarifa aditiva ⁵⁴. Sempre que estes mecanismos limitam as variações dos preços, a tarifa de Venda a Clientes Finais não é igual à tarifa aditiva em todos os preços, não obstante estar a recuperar o mesmo nível de receitas em termos médios.

⁵² A ilustração não considera o pagamento de taxas e impostos aplicáveis na faturação do fornecimento de eletricidade.

⁵³ Dependendo do nível de tensão, a aditividade tarifária necessita de considerar o efeito de perdas ao longo da rede ou a conversão de preços quando certas variáveis de faturação não se aplicam a determinados clientes.

⁵⁴ Artigos 167.º (Portugal continental), 170.º (RAA) e 173.º (RAM) do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento nº 828/2023, de 28 de julho.

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

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN incluem como variáveis de faturação um termo de potência e um ou mais termos de energia ⁵⁵. Logo, existem diferentes valores para os termos de potência e os termos de energia para recuperar um determinado montante de receitas. O racional subjacente aos mecanismos de convergência consiste em definir tarifas de Venda a Clientes Finais o mais próximo possível das tarifas aditivas, respeitando as variações máximas definidas para os vários preços.

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

Para as tarifas de Venda a Clientes Finais do ano 2025 foram definidas as variações máximas por preço, face aos preços em vigor em dezembro de 2024, indicadas no Quadro 4-2. Observa-se que, para os fornecimentos em BTN em Portugal continental, se definiu a variação máxima por preço igual à variação tarifária média entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025. Sempre que a variação máxima é igual à variação tarifária média, isso significa que o mecanismo de convergência obriga todos os preços a variarem de forma uniforme.

Nas Regiões Autónomas, a variação máxima de 5% para os fornecimentos em BTN apenas se aplica aos preços de energia em horas de ponta das opções tri-horárias, permitindo melhorar o grau de aditividade deste preço em particular. Os restantes preços em BTN têm como variação máxima um valor igual à

⁵⁵ Em BTN podem aplicar-se até três termos de energia. Nos níveis de tensão superiores aplicam-se outras variáveis de faturação, designadamente a potência contratada, a potência em horas de ponta, a energia ativa com quatro períodos horários e a energia reativa.

variação tarifária média da respetiva região, isto é, têm variações máximas de 1,4%. No caso dos fornecimentos em BTE e MT também foram aplicadas variações máximas superiores às variações tarifárias médias nas duas Regiões Autónomas ⁵⁶.

A decisão por variações máximas preço-a-preço iguais à variação tarifária média para os fornecimentos em BTN visa assegurar que esses consumidores, maioritariamente consumidores domésticos, não observam acréscimos tarifários em termos reais ⁵⁷. Como referido, a exceção a esta abordagem aconteceu no preço de energia em ponta na opção tri-horária, no sentido de atuar no preço unitário em BTN que apresenta a maior distância para a tarifa aditiva, mitigando assim a deterioração da convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal continental.

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

Região	Nível	Variação tarifária média Jan 2025 / Dez 2024	Variação máxima por preço Jan 2025 / Dez 2024
Portugal continental	BTN	2,1%	2,1%
Região Autónoma dos Açores	MT	0,8%	30,0%
	BTE	2,1%	29,0%
	BTN	1,4%	5,0%
Região Autónoma da Madeira	MT	0,8%	30,0%
	BTE	1,5%	32,0%
	BTN	1,4%	5,0%

⁵⁶ O critério adotado nos fornecimentos em BTE e MT mantém os limitadores aplicados na fixação excecional de tarifas em 2024, que permitem uma aproximação gradual a tarifas aditivas nestes níveis de fornecimento. As variações máximas para MT e BTE afetam diretamente os preços do termo tarifário fixo, mas terão um impacto reduzido nos clientes finais, uma vez que, em média, e já considerando o aumento pelas variações máximas, se estima que o termo tarifário fixo represente cerca de 0,01% da faturação da TVCF em MT (menos de 0,5 EUR/mês) e um valor inferior a 1% da faturação em BTE (menos de 12 EUR/mês). Assim, a escolha das variações máximas em MT e BTE permite reduzir a falta de aditividade neste preço, sem produzir impactes tarifários relevantes nos clientes finais.

⁵⁷ As previsões de diversos organismos nacionais e internacionais para o Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC) em 2025, oscilam entre os 2,0% do Banco de Portugal, no «[Boletim Económico - Outubro 2024](#)» e os 2,3% do Ministério das Finanças, no «[Relatório do Orçamento do Estado 2025](#)», de outubro de 2024, que acompanhou a Proposta de Lei do Orçamento do Estado de 2025.

As secções⁵⁸ seguintes analisam a aplicação dos mecanismos de convergência, designadamente para Portugal continental (secção 4.1), para a Região Autónoma do Açores (secção 4.2) e para a Região Autónoma da Madeira (secção 4.3).

4.1 PORTUGAL CONTINENTAL

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

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

Como nota prévia refira-se que a secção 4.1.1 utiliza como tarifa transitória do ano 2024 os valores médios desse ano, tendo em conta a fixação excecional desse ano. Em contrapartida, nas variações por termo tarifário da secção 4.1.2 a comparação é relativa aos preços em vigor no final do ano de 2024, uma vez que esse é o referencial relevante na ótica do cliente.

4.1.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA

Esta secção compara a tarifa transitória e a tarifa aditiva em BTN, em termos agregados e por opção tarifária. As tarifas para o ano de 2024 incluem o efeito da fixação excecional ocorrida nesse ano.

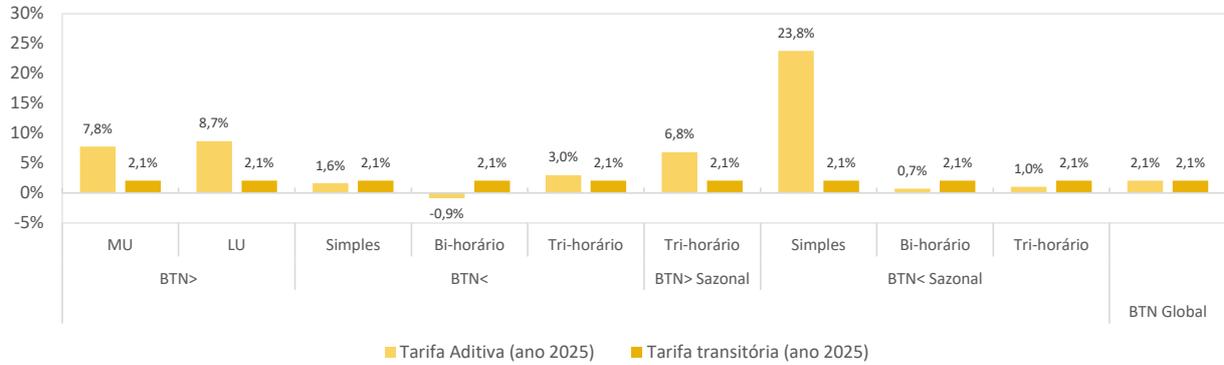
A Figura 4-1 apresenta as variações tarifárias⁵⁹ das tarifas transitórias e das tarifas aditivas. Enquanto que para a globalidade de BTN as variações tarifárias são iguais em ambos os casos (2,1%), existem diferenças ao nível das opções tarifárias. As diferenças resultam da limitação das variações máximas através do

⁵⁸ As siglas utilizadas neste capítulo encontram-se definidas no Anexo.

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

mecanismo de convergência⁶⁰. Por regra, as variações tarifárias da tarifa transitória são de menor amplitude quando comparadas com as variações tarifárias da tarifa aditiva.

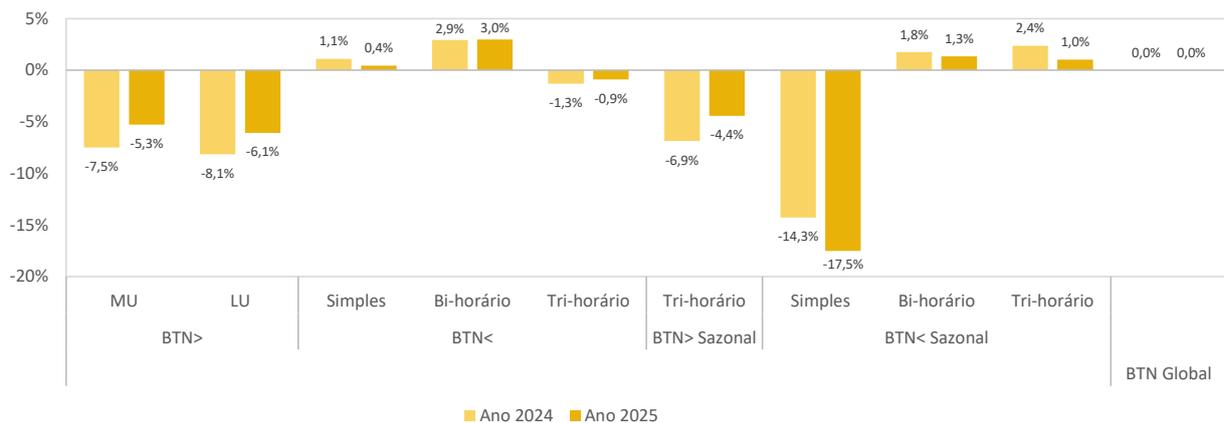
Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN



Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no ano 2024 (valor médio do ano 2024, incluindo o efeito da fixação excepcional).

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

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



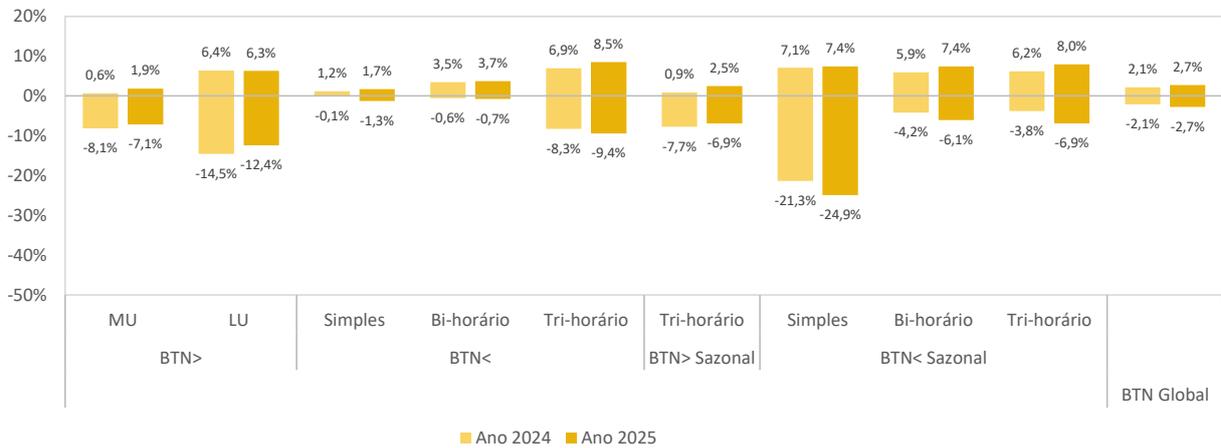
Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da tarifa transitória e o preço médio da tarifa aditiva, em

⁶⁰ Previsto no artigo 167.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho.

percentagem do preço médio da tarifa aditiva do mesmo ano (ano 2024 inclui o efeito da fixação excecional).

A Figura 4-3 apresenta a decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva entre preços da tarifa transitória que estão acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da tarifa transitória que estão abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada opção tarifária a soma destes dois valores equivale necessariamente ao valor correspondente da Figura 4-2 ⁶¹. Assim, a Figura 4-3 permite perceber se a falta de aditividade tarifária numa opção tarifária resulta exclusivamente de desvios nos preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva.

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



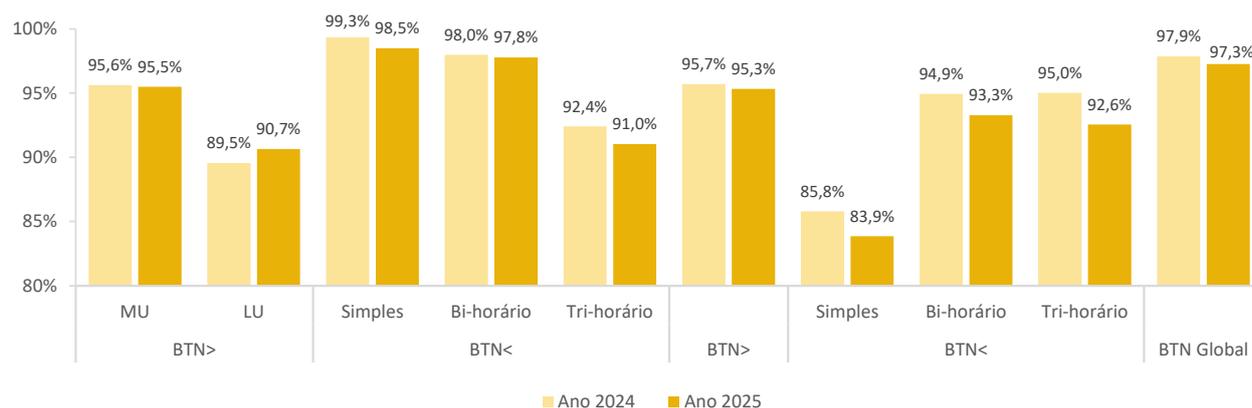
Nota: Figura análoga à Figura 4-2, diferenciando em (i) casos com preços da tarifa transitória acima da tarifa aditiva, no eixo positivo, e em (ii) casos com preços da tarifa transitória abaixo da tarifa aditiva, no eixo negativo.

A figura permite concluir que no ano 2025 a existência de preços na tarifa transitória acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 2,7% dos proveitos a recuperar em BTN como um todo. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário com outros preços da tarifa transitória abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade da tarifa transitória em termos médios para BTN em Portugal continental. Regista-se, assim, uma deterioração deste indicador face ao ano anterior.

⁶¹ A título de exemplo: se na Figura 4-3 os valores positivos e negativos forem iguais a +5% e -3%, respetivamente, a Figura 4-2 apresentará um valor líquido de +2%.

A Figura 4-4 apresenta o indicador da aditividade da tarifa transitória⁶². Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência para a tarifa aditiva, numa perspetiva preço-a-preço. No ano 2025, a aditividade para o total de BTN situa-se em 97,3%, o que representa uma ligeira deterioração face ao ano anterior.

Figura 4-4 - Aditividade da tarifa transitória em BTN



Nota: Este indicador equivale a 100%, deduzido da média dos dois desvios indicados na Figura 4-3, ambos em valor absoluto.

Caso as tarifas para o ano de 2026 venham a assumir uma estrutura mais regular, estima-se que seja possível progredir mais no processo de convergência.

4.1.2 VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

Esta secção compara a tarifa transitória e a tarifa aditiva em BTN, por termo tarifário. As tarifas para o ano de 2024 referem-se aos preços em vigor no final do ano 2024 uma vez que são os valores relevantes para a aplicação do mecanismo de limitação de impactes por termo tarifário.

As figuras que se seguem apresentam as variações dos preços em BTN, comparando a tarifa transitória com a tarifa aditiva:

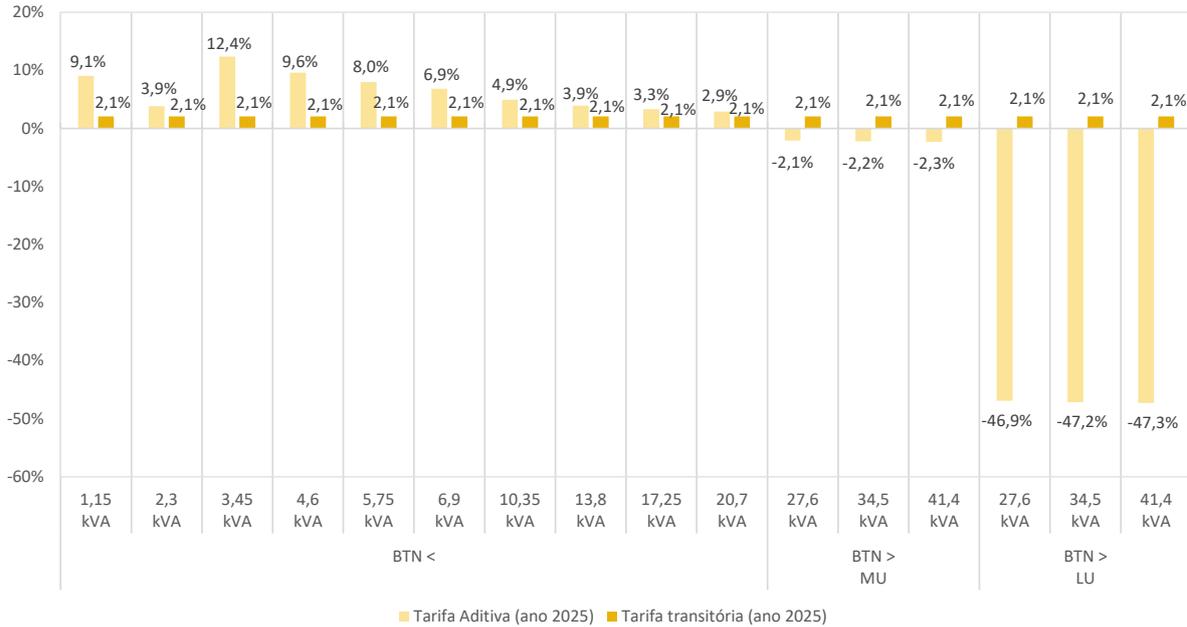
⁶² Este indicador equivale a 100%, deduzido da média dos dois desvios indicados na Figura 4-3, ambos em valor absoluto. O indicador atingirá o valor de 100% quando os preços da tarifa transitória forem iguais aos preços da tarifa aditiva. Para exemplificar o indicador, considere-se o seguinte exemplo: os preços A e B da tarifa aditiva geram receitas de 40 EUR e 60 EUR, respetivamente; os preços A e B da tarifa transitória geram receitas de 35 EUR e 75 EUR, respetivamente. Isto significa que a tarifa transitória apresenta, em termos absolutos, desvios de 5 EUR e 15 EUR, face a um total de receita de 100 EUR com a tarifa aditiva. Logo, o grau de convergência tarifária neste exemplo seria de 10% = (5 EUR + 15 EUR) x 0,5 / 100 EUR.

-
- A Figura 4-5 compara, para o termo de potência, a variação da tarifa transitória com a variação da tarifa aditiva, por comparação com a tarifa transitória em vigor no final do ano anterior.
 - A Figura 4-6 apresenta, para o termo de potência, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva no ano 2025.
 - A Figura 4-7 compara, para o termo de energia, a variação da tarifa transitória com a variação da tarifa aditiva, por comparação com a tarifa transitória em vigor no final do ano anterior.
 - A Figura 4-8 apresenta, para o termo de energia, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva no ano 2025.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável às tarifas transitórias de BTN em Portugal continental ⁶³ considera uma variação máxima por termo tarifário de +2,1%, igual à variação tarifária média entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025. Isto determina que todos os preços da tarifa transitória em BTN variem nessa mesma percentagem.

⁶³ Designado por «Mecanismo de convergência para tarifas aditivas». Mecanismo previsto no Artigo 167.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento nº 828/2023, de 28 de julho.

Figura 4-5 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN, por termo de potência



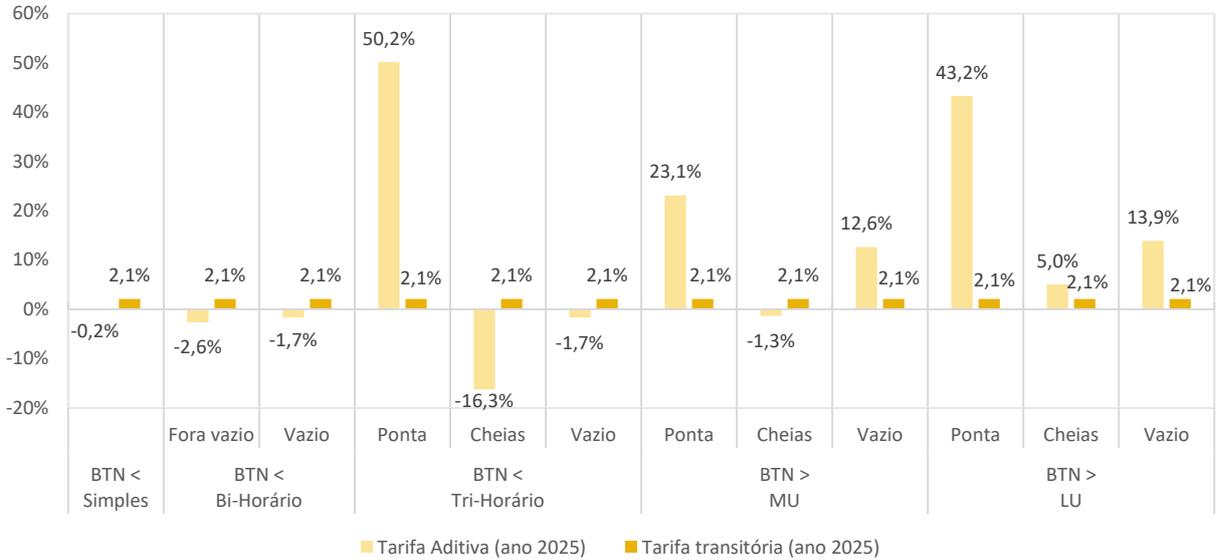
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2024.

Figura 4-6 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, por termo de potência



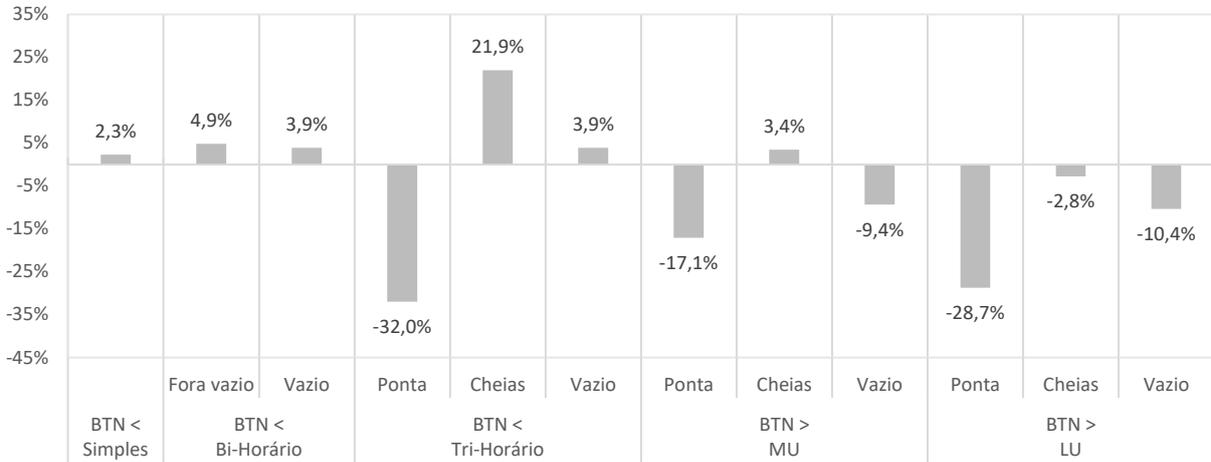
Nota: O valor apresentado determina para o ano 2025 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-7 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN, por termo de energia



Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2024; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-8 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, por termo de energia



Nota: O valor apresentado determina para o ano 2025 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços de todas as opções tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN, entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025.

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

Variação por termo tarifário						
Energia ativa <i>(por período horário)</i>			Potência contratada <i>(por escalão de potência contratada em kVA)</i>			
Pontas	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4	
BTN > MU	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
BTN > LU	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
BTN Sazonal >	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%

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

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

4.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No caso da Região Autónoma dos Açores (RAA) é aplicada a tarifa de Venda a Clientes Finais, não estando perspectivada a liberalização do mercado de eletricidade nessa região. Ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada ⁶⁴, nas Regiões Autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo.

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

4.2.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA

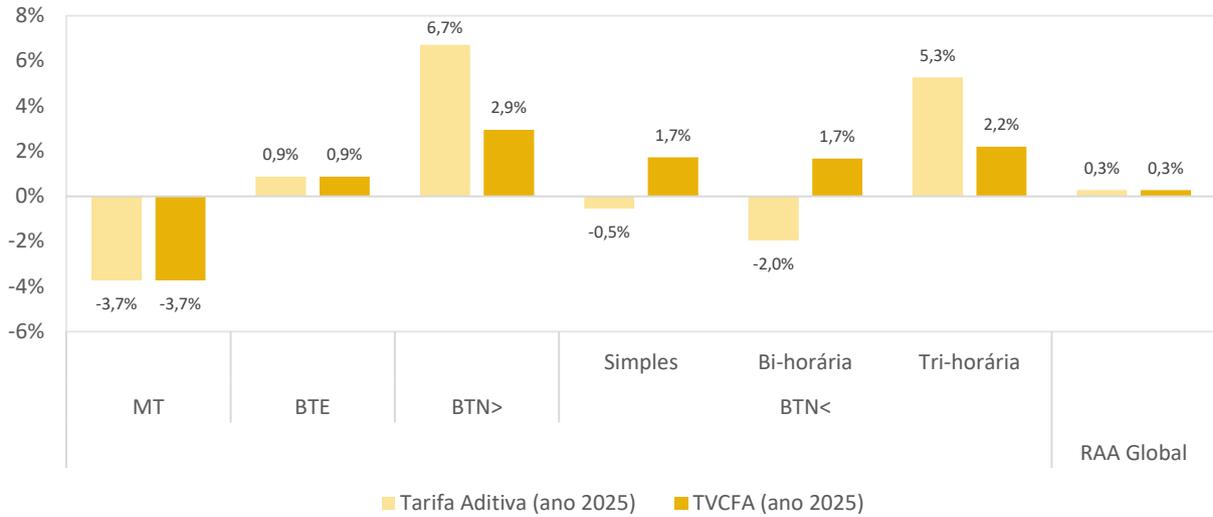
A Figura 4-9 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCF ⁶⁵. Enquanto que para a globalidade da RAA, e para os níveis de tensão de MT e BTE, as variações tarifárias são iguais para ambas as tarifas, existem diferenças nas opções tarifárias de BTN. As diferenças decorrem da limitação das variações máximas na TVCF através do mecanismo de convergência, resultando, em regra, em variações tarifárias de menor amplitude na TVCF.

No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCF entre 2024 e 2025 é de 2,0%. Esta variação compara com um valor de 1,4% se for tida em conta a variação entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025.

⁶⁴ Nos termos e para os efeitos do artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944 (EU).

⁶⁵ O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

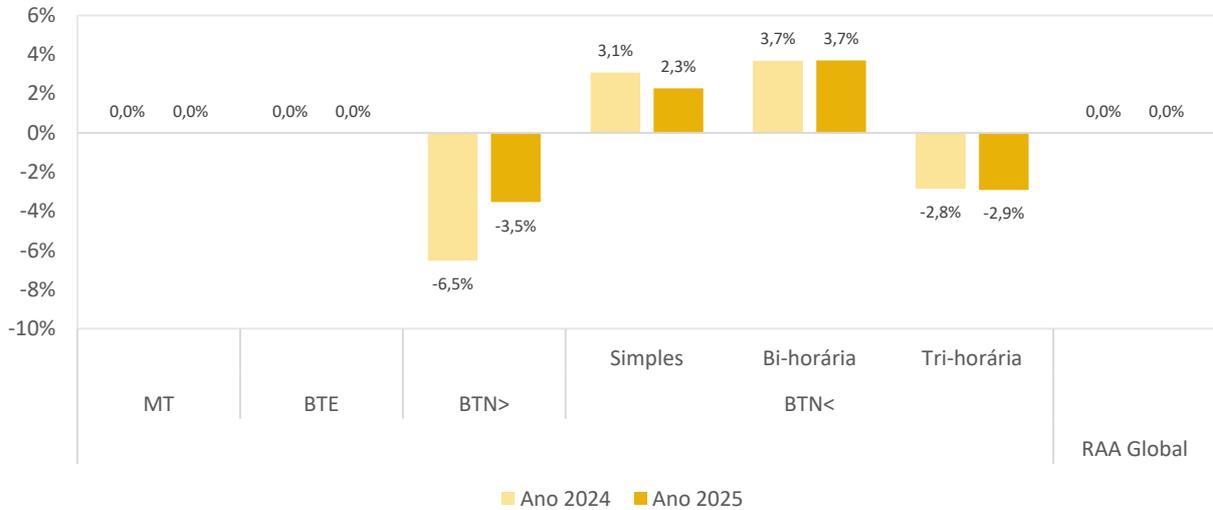
Figura 4-9 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no ano 2024 (valor médio do ano 2024, incluindo o efeito da fixação excepcional).

A Figura 4-10 apresenta a distância relativa da TVCFA face à tarifa aditiva, por nível de tensão e opção tarifária. No total da RAA, em MT e em BTE registam-se distâncias nulas, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a RAA e para MT e BTE. Por opção tarifária de BTN registam-se distâncias positivas e negativas, o que corresponde a tarifas de Venda a Clientes Finais acima e abaixo da tarifa aditiva em termos de preço médio, respetivamente.

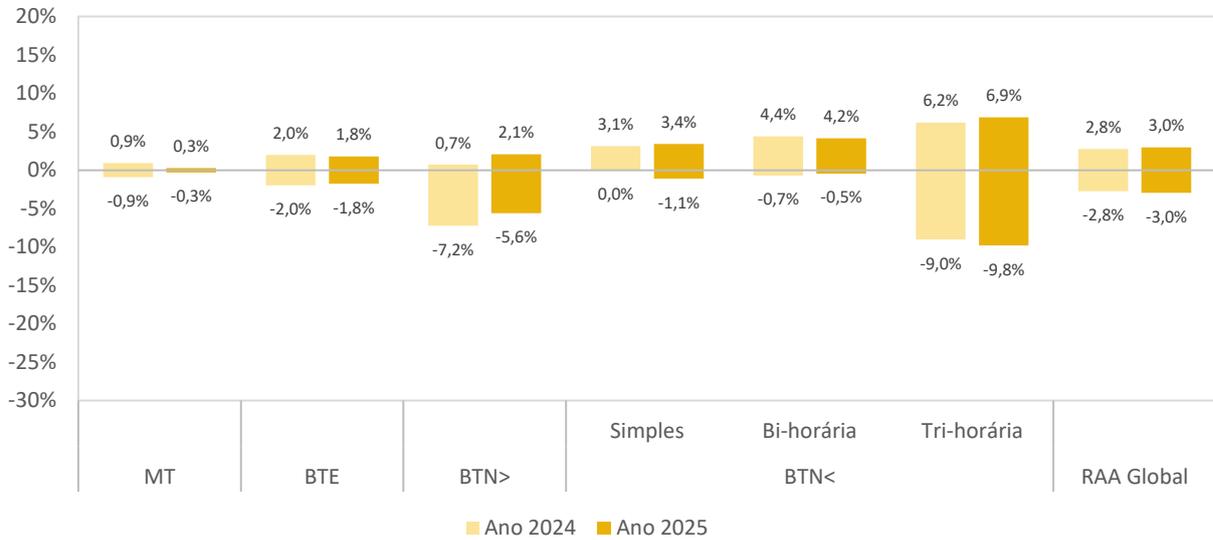
Figura 4-10 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA



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

A Figura 4-11 apresenta a decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva entre preços da TVCFA que estão acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da TVCFA que estão abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada opção tarifária a soma destes dois valores equivale necessariamente ao valor correspondente da Figura 4-10. Assim, a Figura 4-11 permite perceber se a falta de aditividade tarifária numa opção tarifária resulta exclusivamente de desvios nos preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e abaixo da tarifa aditiva.

Figura 4-11 - Decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva



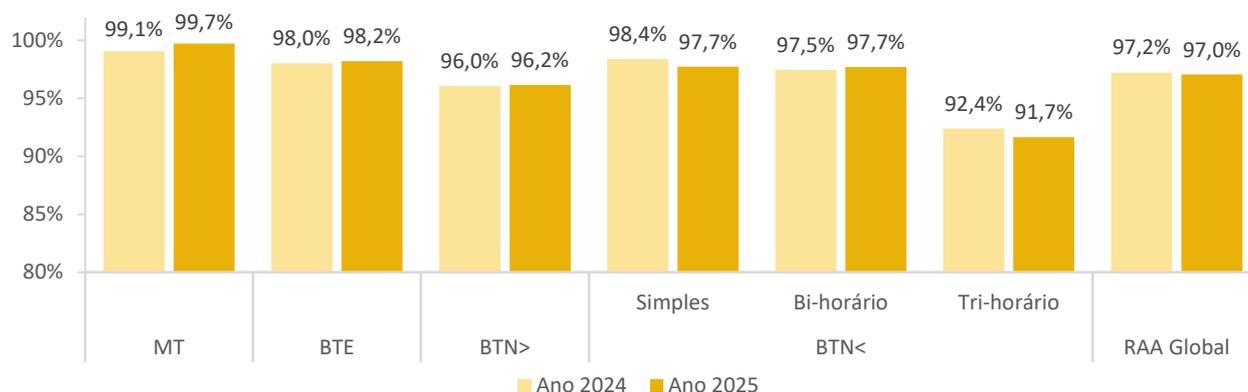
Nota: Igual à figura anterior, mas separando em (1) casos com preços da TVCFA acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e em (2) casos com preços da TVCFA abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Logo, para cada opção tarifária a Figura 4-10 equivale à soma do valor positivo e valor negativo desta figura.

A figura permite concluir que no ano 2025 a existência de preços na TVCFA acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 3,0% dos proveitos a recuperar na RAA. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário devido a outros preços na TVCFA abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade tarifária da TVCFA em termos médios para a RAA. Em 2024 esta percentagem assumia um valor ligeiramente inferior.

A Figura 4-12 apresenta o indicador da aditividade da TVCFA ⁶⁶. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência para a tarifa aditiva, numa perspetiva preço-a-preço. No ano 2025, a aditividade para o total da RAA situa-se em 97,0%, o que representa uma ligeira deterioração face ao ano anterior.

⁶⁶ Para uma explicação sobre o indicador, ver a nota de rodapé 62.

Figura 4-12 - Aditividade da TVCFA na RAA



Nota: Este indicador equivale a 100%, deduzido da média dos dois desvios indicados na Figura 4-11, ambos em valor absoluto.

4.2.2 VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

Cada uma das seguintes páginas apresenta duas figuras distintas. A primeira figura apresenta, para cada variável de faturação, as variações percentuais da TVCFA e da tarifa aditiva no ano 2025, quando comparadas com a TVCFA em vigor em dezembro do ano anterior. A segunda figura apresenta, para cada variável de faturação, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável à TVCFA na RAA ⁶⁷ considera uma variação máxima por termo tarifário de +30,0%, +29,0% e +5,0%, respetivamente em MT, BTE e BTN. No caso de BTN, a variação máxima de +5,0% apenas é aplicada ao preço de energia em horas de ponta, com os restantes preços a observarem variações máximas dadas pela variação tarifária média entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025 (+1,4%). No caso de MT e BTE, variação tarifária média entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025 é de +0,8% e +2,1%, respetivamente. O critério adotado para a variação máxima por preço nos fornecimentos em MT e BT mantém os limitadores aplicados na fixação excepcional de tarifas em 2024, que permitem uma aproximação gradual a tarifas aditivas nestes níveis de fornecimento, sem produzir impactes tarifários relevantes nos clientes finais ⁶⁸.

⁶⁷ Designado por «Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAA». Mecanismo previsto no Artigo 170.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento nº 828/2023, de 28 de julho.

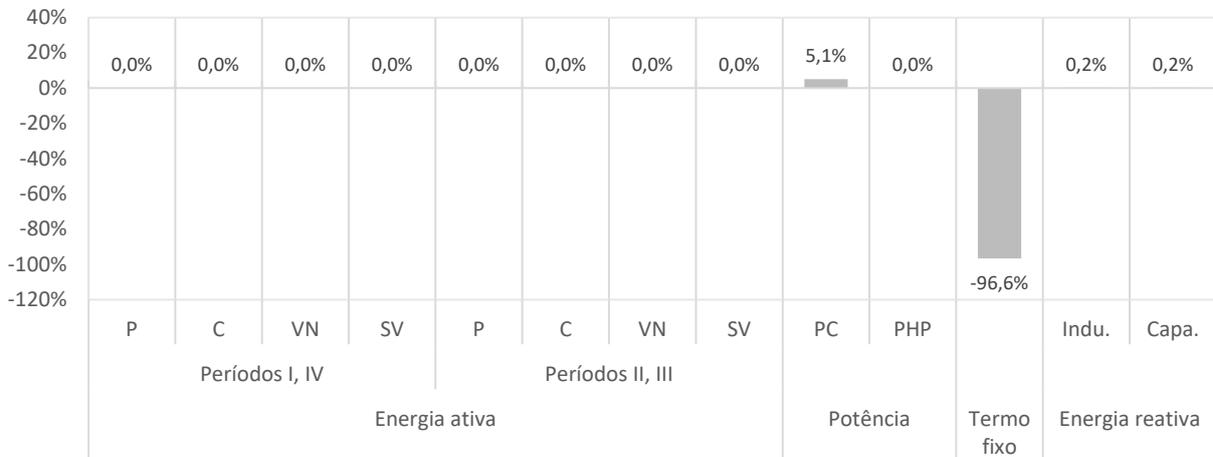
⁶⁸ Ver nota de rodapé 56.

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



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2024. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 100% na parte positiva.

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



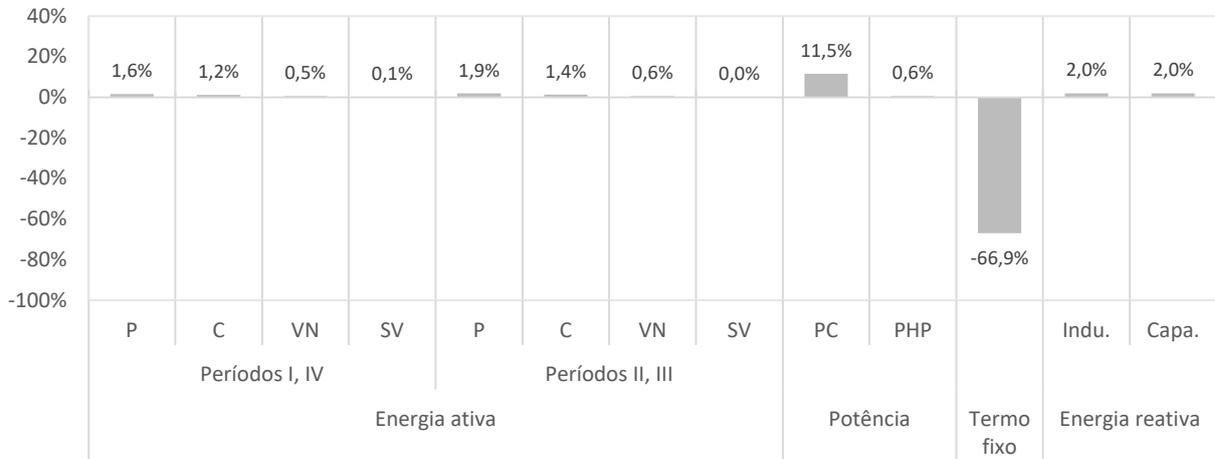
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



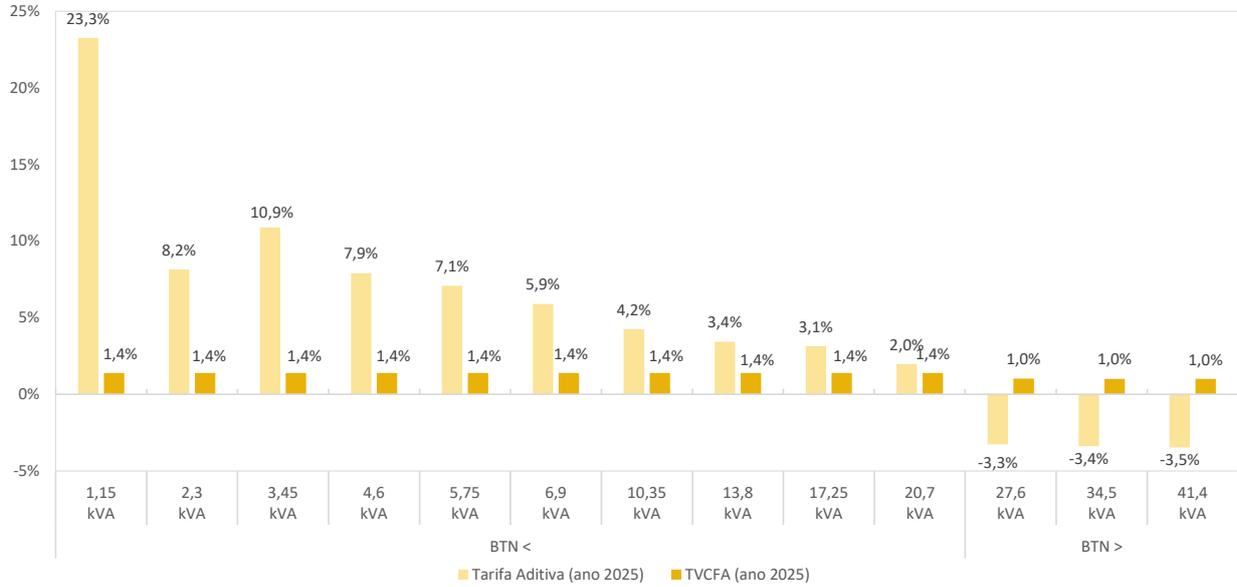
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2024. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 100% na parte positiva.

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



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

Figura 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTN, por termo de potência



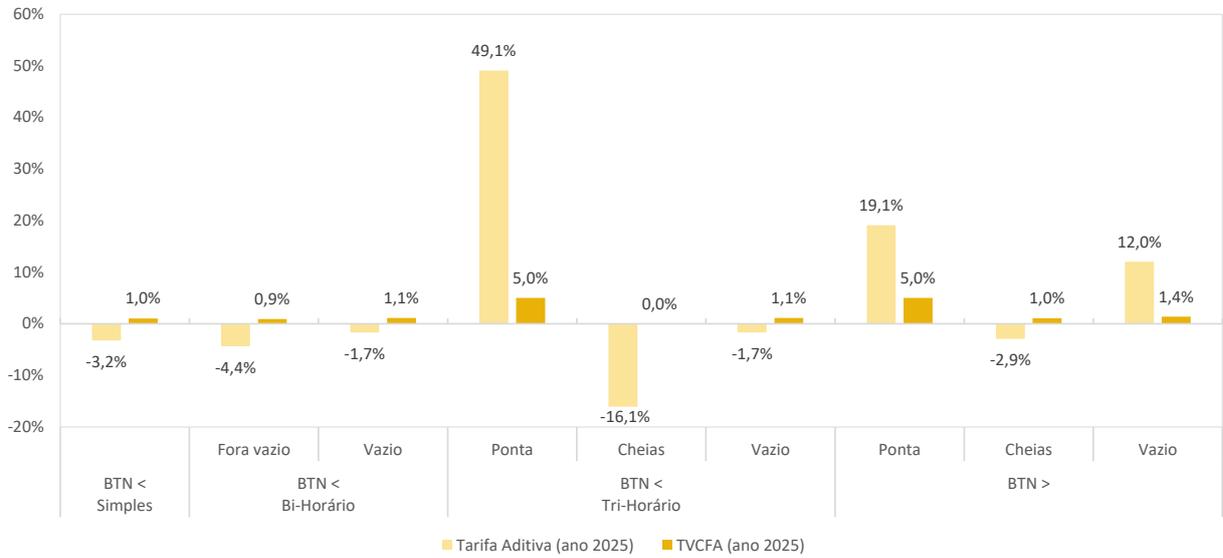
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2024.

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



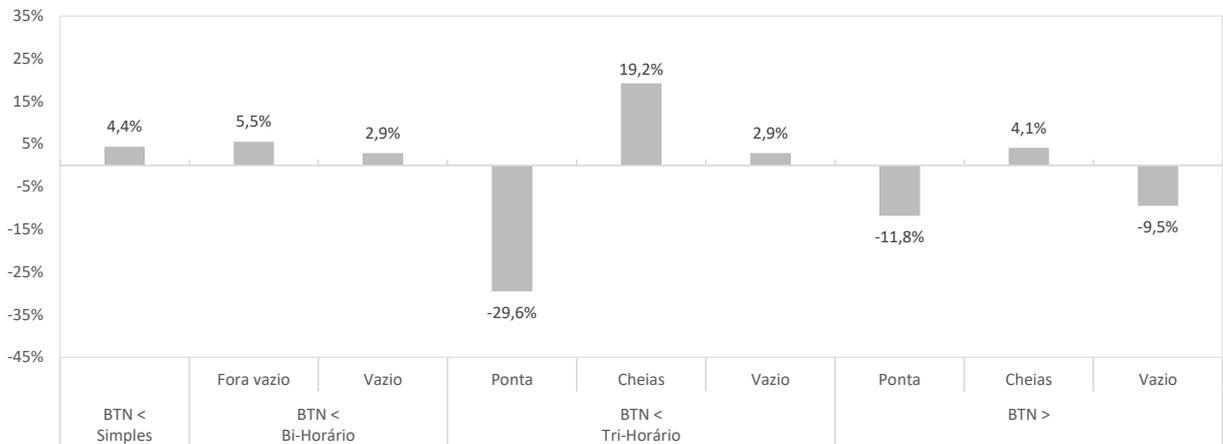
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN, por termo de energia



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2024. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



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

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores, entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025.

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

Variação por termo tarifário													
Energia ativa								Potência		Termo fixo	Energia reativa		
Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva	
Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio						
MT	1,2%	1,5%	2,1%	2,2%	1,0%	1,4%	2,1%	2,3%	-10,3%	1,2%	30,0%	0,2%	0,2%
BTE	1,9%	2,0%	2,1%	2,1%	1,9%	2,0%	2,1%	2,1%	1,0%	2,0%	29,0%	1,9%	1,9%

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

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

4.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No caso da Região Autónoma da Madeira (RAM) é aplicada a tarifa de Venda a Clientes Finais, não estando perspetivada a liberalização do mercado de eletricidade nessa região. Ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada ⁶⁹, nas Regiões Autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo.

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

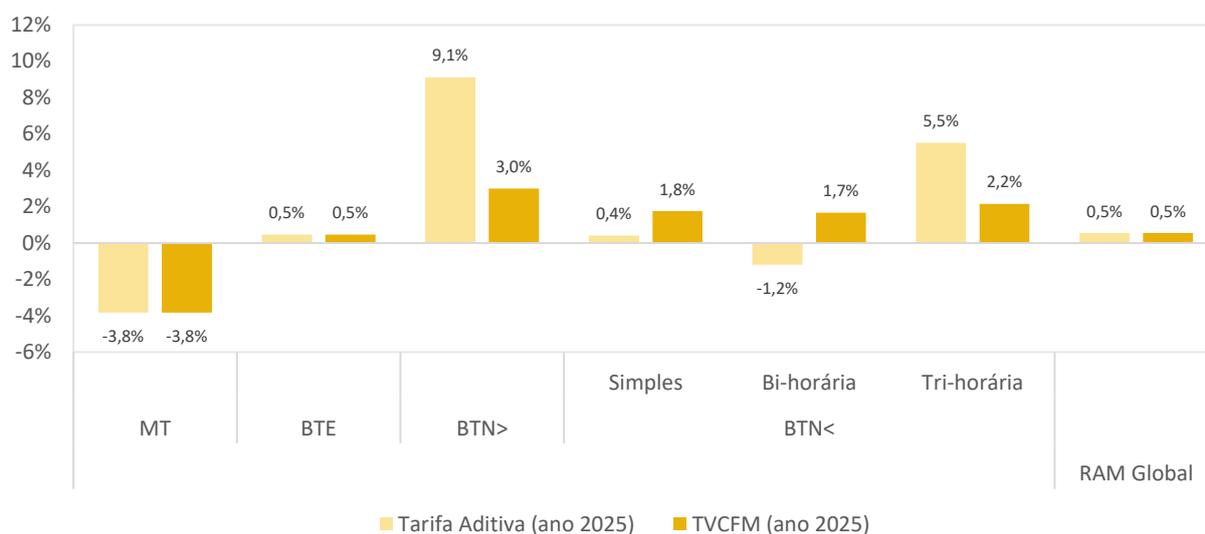
⁶⁹ Nos termos e para os efeitos do artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944 (EU).

4.3.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA

A Figura 4-21 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM⁷⁰. Enquanto que para a globalidade da RAM, e para os níveis de tensão de MT e BTE, as variações tarifárias são iguais para ambas as tarifas, existem diferenças nas opções tarifárias de BTN. As diferenças resultam da limitação das variações máximas na TVCFM através do mecanismo de convergência, resultando em regra em variações tarifárias de menor amplitude na TVCFM.

No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCFM entre 2024 e 2025 é de 2,0%. Esta variação compara com um valor de 1,4% se for tida em conta a variação entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025.

Figura 4-21 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM



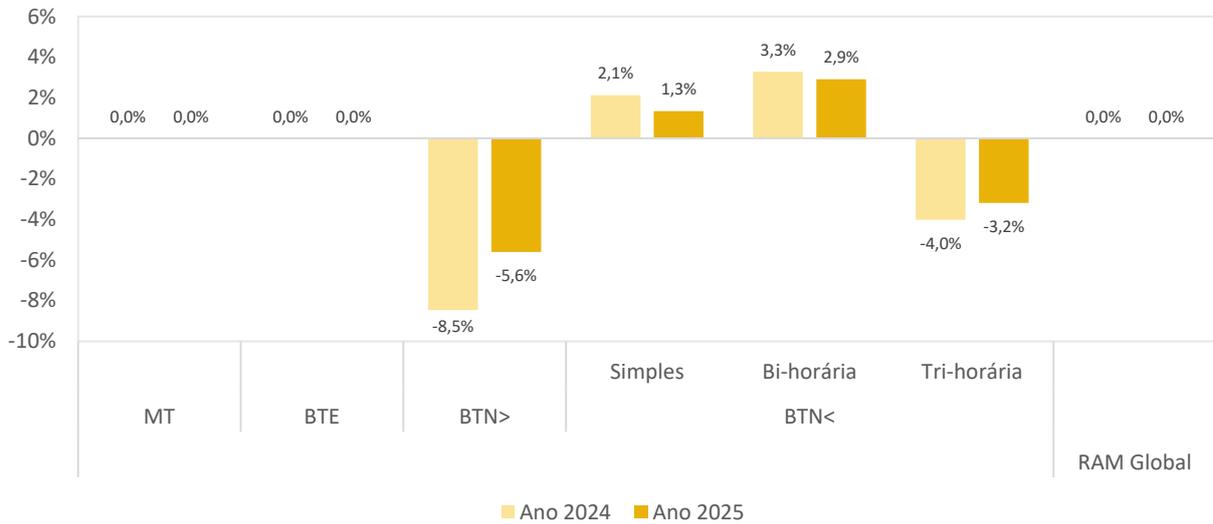
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no ano 2024 (valor médio do ano 2024, incluindo o efeito da fixação excepcional).

A Figura 4-22 apresenta a distância relativa da TVCFM face à tarifa aditiva, por nível de tensão e opção tarifária. No total da RAM, em MT e em BTE registam-se distâncias nulas, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a RAM e para MT e BTE. Por opção tarifária de BTN

⁷⁰ O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

registam-se distâncias positivas e negativas, o que corresponde a tarifas de Venda a Clientes Finais acima e abaixo da tarifa aditiva em termos de preço médio, respetivamente.

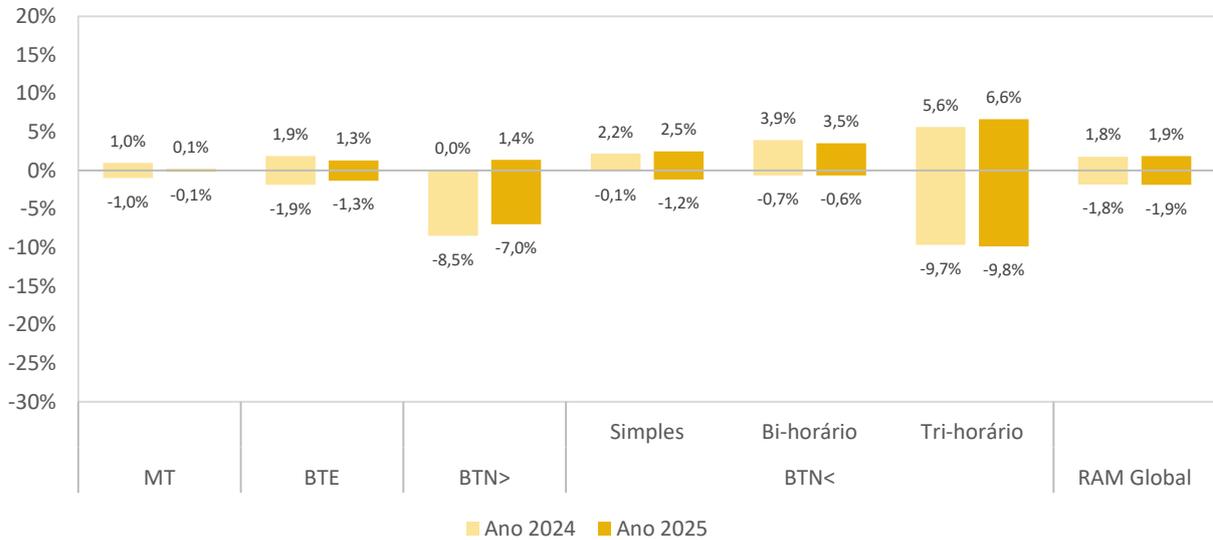
Figura 4-22 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM



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

A Figura 4-3 apresenta a decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva entre preços da TVCFM que estão acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da TVCFM que estão abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada opção tarifária a soma destes dois valores equivale necessariamente ao valor correspondente da Figura 4-22. Assim, a Figura 4-23 permite perceber se a falta de aditividade tarifária numa opção tarifária resulta exclusivamente de desvios nos preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e abaixo da tarifa aditiva.

Figura 4-23 - Decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva



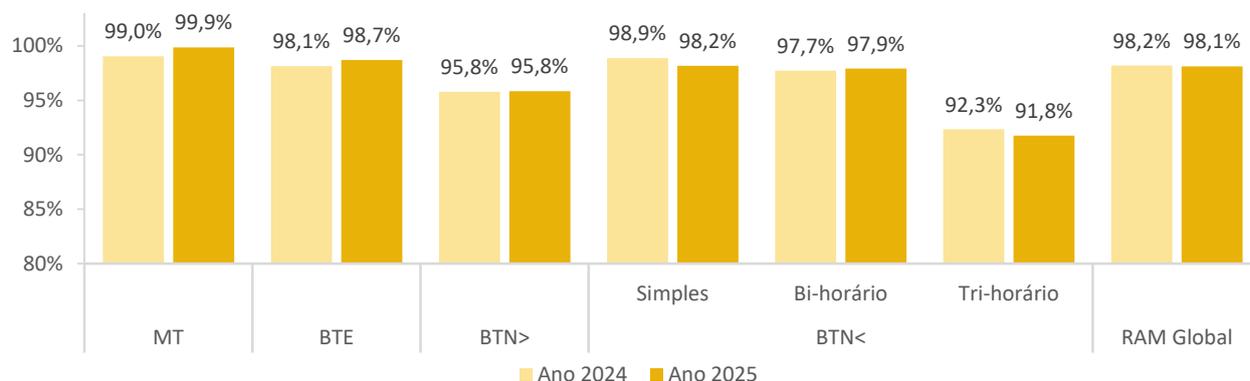
Nota: Igual à figura anterior, mas separando em (1) casos com preços da TVCFM acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e em (2) casos com preços da TVCFM abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Logo, para cada opção tarifária a Figura 4-22 equivale à soma do valor positivo e valor negativo desta figura.

A figura permite concluir que no ano 2025 a existência de preços na TVCFM acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 1,9% dos proveitos a recuperar na RAM. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário devido a outros preços na TVCFM abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade tarifária da TVCFM em termos médios para a RAM. Em 2024 esta percentagem assumia um valor ligeiramente inferior.

A Figura 4-24 apresenta o indicador da aditividade da TVCFM ⁷¹. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência para a tarifa aditiva, numa perspetiva preço-a-preço. No ano 2025, a aditividade para o total da RAM situa-se em 98,1%, o que representa uma ligeira deterioração face ao ano anterior.

⁷¹ Para uma explicação sobre o indicador, ver a nota de rodapé 62.

Figura 4-24 - Aditividade da TVCFM na RAM



Nota: Este indicador equivale a 100%, deduzido da média dos dois desvios indicados na Figura 4-23, ambos em valor absoluto.

4.3.2 VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

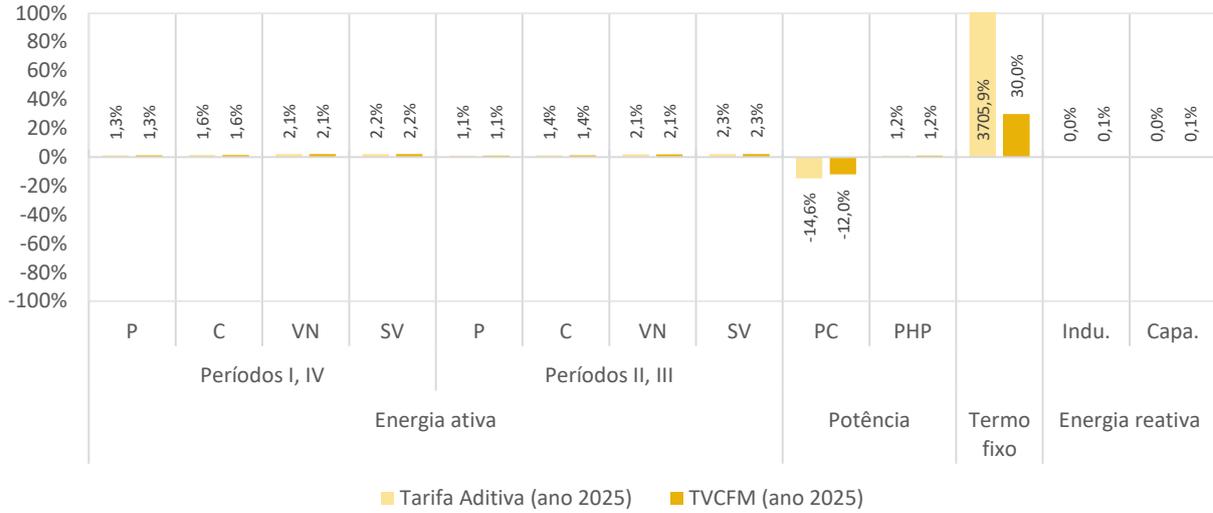
Cada uma das seguintes páginas apresenta duas figuras distintas. A primeira figura apresenta, para cada variável de faturação, as variações percentuais da TVCFM e da tarifa aditiva no ano 2025, quando comparadas com a TVCFM em vigor em dezembro do ano anterior. A segunda figura apresenta, para cada variável de faturação, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável à TVCFA na RAM ⁷² considera uma variação máxima por termo tarifário de +30,0%, +32,0% e +5,0%, respetivamente em MT, BTE e BTN. No caso de BTN, a variação máxima de +5,0% apenas é aplicada ao preço de energia em horas de ponta, com os restantes preços a observarem variações máximas dadas pela variação tarifária média entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025 (+1,4%). No caso de MT e BTE, a variação tarifária média entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025 é de +0,8% e +1,5%, respetivamente. O critério adotado para a variação máxima por preço nos fornecimentos em MT e BTE mantém os limitadores aplicados na fixação excecional de tarifas em 2024, que permitem uma aproximação gradual a tarifas aditivas nestes níveis de fornecimento, sem produzir impactes tarifários relevantes nos clientes finais ⁷³.

⁷² Designado por «Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAM». Mecanismo previsto no Artigo 173.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento nº 828/2023, de 28 de julho.

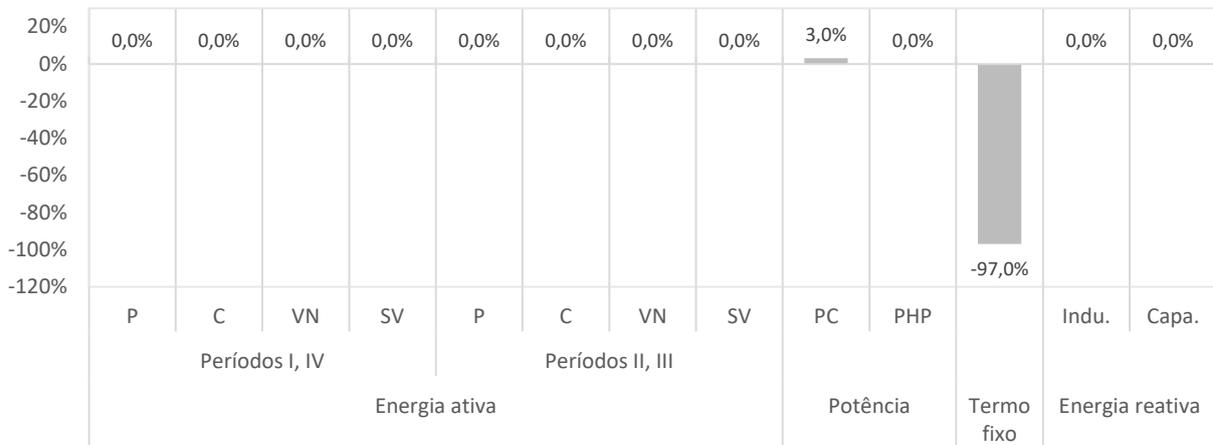
⁷³ Ver nota de rodapé 56.

Figura 4-25 - Variações dos preços da TVCFM em MT



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2024. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 100% na parte positiva.

Figura 4-26 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário



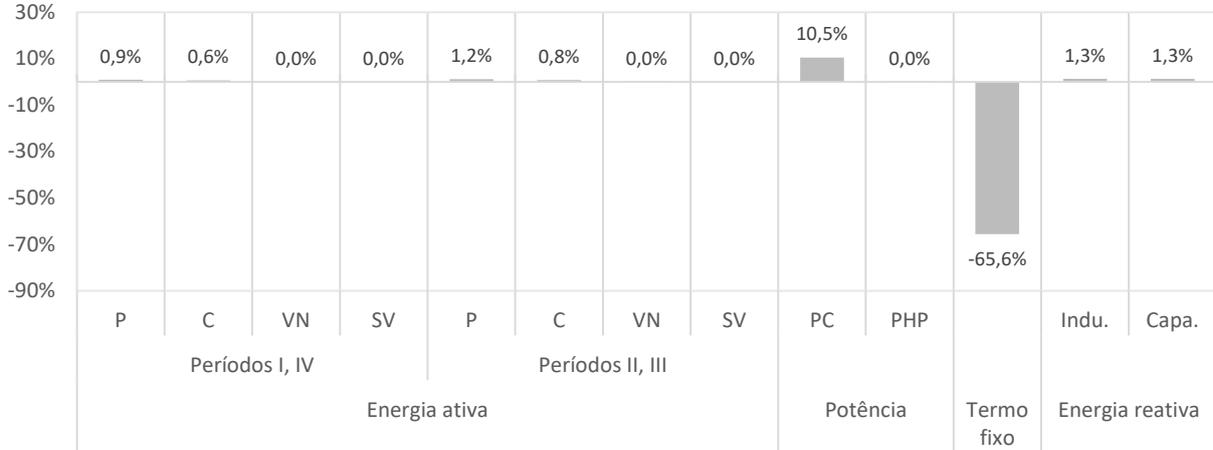
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



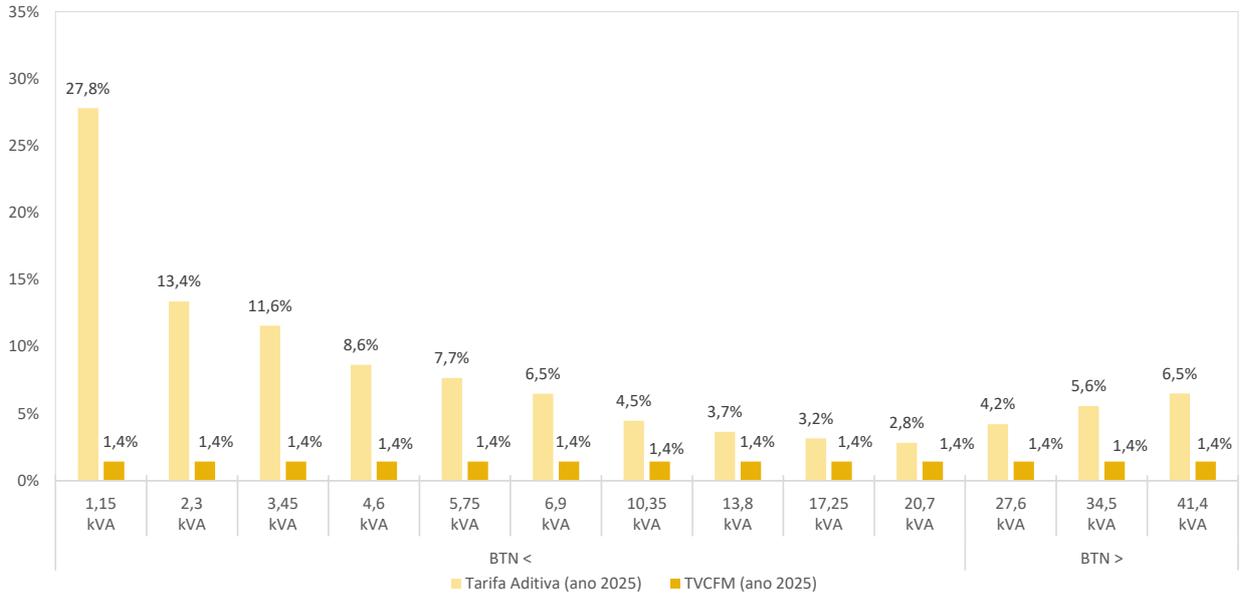
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2024. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 100% na parte positiva.

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



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

Figura 4-29 - Variações dos preços da TVCFM em BTN, por termo de potência



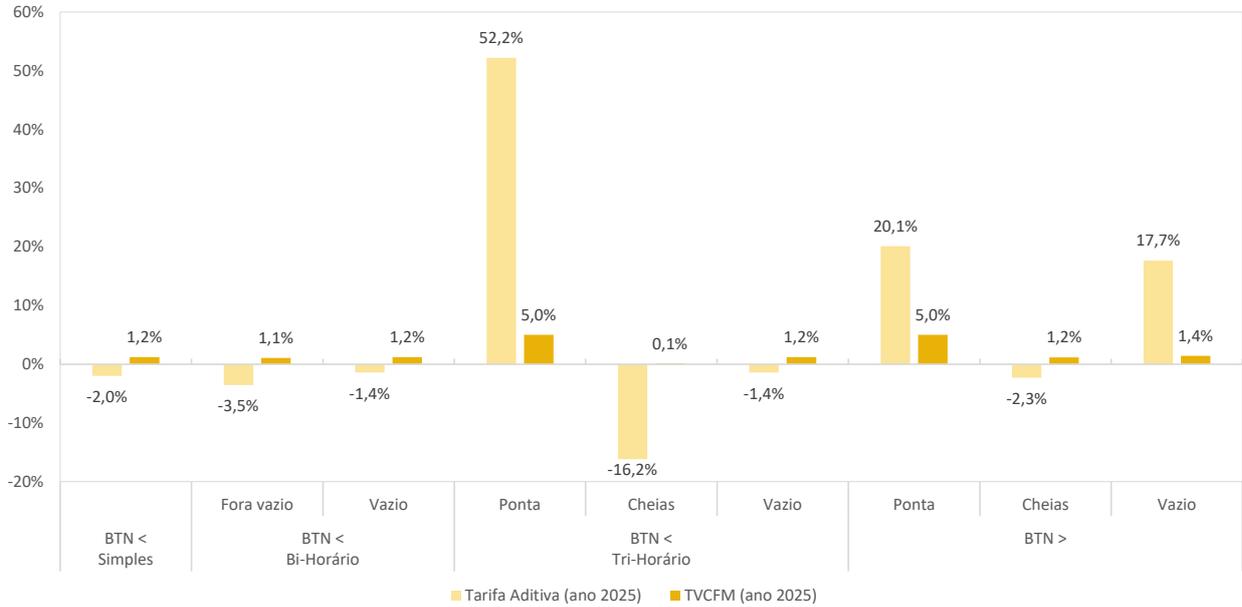
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2024.

Figura 4-30 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN, por termo de potência



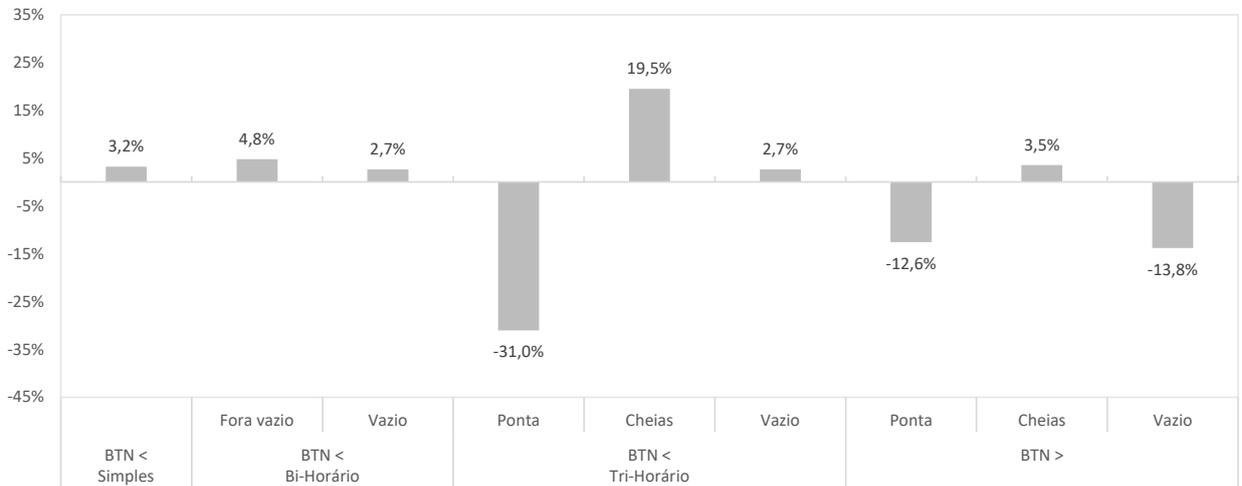
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-31 - Variações dos preços da TVCFM em BTN, por termo de energia



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2024. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



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

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira, entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025.

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

Variação por termo tarifário													
Energia ativa								Potência		Termo fixo	Energia reativa		
Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva	
Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio						
MT	1,3%	1,6%	2,1%	2,2%	1,1%	1,4%	2,1%	2,3%	-12,0%	1,2%	30,0%	0,1%	0,1%
BTE	1,4%	1,4%	1,5%	2,0%	1,3%	1,4%	1,5%	2,1%	0,1%	1,5%	32,0%	1,3%	1,3%

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

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

5 PERÍODOS HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no Regulamento Tarifário são diferenciados por tipo de ciclo de contagem, em função do nível de tensão. Em 2018 a ERSE introduziu adicionalmente um ciclo de contagem semanal nas Regiões Autónomas para os consumidores em BTN ⁷⁴.

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 ⁷⁵ (Verão e Inverno).

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

⁷⁴ Esta decisão encontra-se justificada num estudo que acompanha a decisão de tarifas e preços do setor elétrico para o ano 2018.

⁷⁵ A Hora Legal para Portugal continental é definida pelo Decreto-Lei n.º 17/96, de 8 de março. Para a região autónoma da Madeira define o Decreto-Legislativo Regional n.º 6/96/M, de 25 de junho e para a região autónoma dos Açores o Decreto-Legislativo Regional n.º 16/96/A, de 1 de agosto.

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

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

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

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

Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal continental

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

Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental

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

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

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

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

Em função da introdução em 2018 de um ciclo de contagem semanal em BTN nas Regiões Autónomas, cujas durações diárias não se encontram ainda previstas no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, a ERSE mantém em 2025 a utilização das durações apresentadas no Quadro 5-5.

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

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

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

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

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

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

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

5.1 PORTUGAL CONTINENTAL

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

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

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

Quadro 5-7 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2025

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

Quadro 5-8 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2025

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

Quadro 5-9 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2025

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

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

5.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

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

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

Quadro 5-12 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2025

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

Quadro 5-13 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2025

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

Quadro 5-14 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2025

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

5.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

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

Quadro 5-15 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2025

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

Quadro 5-16 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2025

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

Quadro 5-17 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2025

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

6 ESTUDO PARA ATUALIZAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS EM PORTUGAL CONTINENTAL

6.1 INTRODUÇÃO

Em 2024 foi operacionalizada a opção tarifária por épocas das Tarifas de Acesso às Redes, que introduziu o ciclo semanal por épocas, para clientes em MAT, AT e MT em Portugal continental, com períodos horários diferenciados por épocas mensais e diferenciados geograficamente por três áreas de rede.

Para além do ciclo semanal por épocas, continuam em vigor os restantes períodos horários, nomeadamente o ciclo semanal, o ciclo semanal opcional e o ciclo diário ⁷⁶. A última revisão da localização destes períodos horários foi realizada no ano 2009 ⁷⁷. Desde então, verificaram-se mudanças significativas nos perfis de consumo e de produção de eletricidade, impulsionadas por diversos fatores. Entre as principais transformações alinhadas com os objetivos de neutralidade carbónica para 2050, destaca-se, do lado do consumo, a tendência de eletrificação, tanto de consumos industriais, como domésticos, provenientes, designadamente, dos setores do gás e dos gases de petróleo liquefeitos, bem como a evolução associada ao desenvolvimento da mobilidade elétrica. Do lado da produção, o crescimento acelerado da produção de energia renovável, particularmente a solar, que tem alterado o equilíbrio da oferta e da procura no mercado elétrico, e que, dado tratar-se, também, de produção distribuída, tem alterado os padrões dos trânsitos nas redes.

O preço da eletricidade no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) tem refletido essas dinâmicas, especialmente em períodos de elevada produção renovável. Por outro lado, e conforme referido, também as redes são impactadas por essas mudanças, embora não necessariamente no mesmo sentido.

Estas alterações sublinham a necessidade de atualizar a localização dos períodos horários, de forma a garantir que os sinais de preço sejam adequados e incentivem uma utilização das redes e um consumo mais eficientes e sustentáveis.

⁷⁶ O ciclo semanal é aplicável a todos os níveis de fornecimento. O ciclo semanal opcional é aplicável aos fornecimentos em MAT, AT e MT. O ciclo diário é aplicável aos fornecimentos em BTE e BTN.

⁷⁷ Períodos horários aplicados a partir do ano 2009, justificados no estudo da ERSE «[Localização de períodos tarifários no ciclo diário para 2009](#)», de dezembro de 2008.

Este estudo concentra-se na análise dos períodos horários para o continente português, sendo que a análise para as regiões autónomas será abordada numa fase posterior. Submete-se a análise ao Conselho Tarifário para a obtenção de contributos, com o objetivo de uma futura alteração dos períodos horários em vigor.

6.2 METODOLOGIA

Este capítulo descreve a metodologia utilizada para determinar uma nova localização dos períodos horários a aplicar aos consumos dos clientes em BT, MT, AT e MAT. A abordagem principal adotada foi a análise dos custos incrementais das redes, para refletir os custos associados à utilização das infraestruturas de transporte e distribuição de energia. Contudo, além da análise dos custos incrementais, também foram exploradas outras métricas para avaliação do modelo e seus resultados, como descrito no Capítulo 6.5.

O primeiro passo da metodologia envolveu o cálculo dos diagramas de trânsito de energia nas redes de transporte e distribuição, que permitiram identificar os momentos de maior e menor carga sobre as infraestruturas. Com base nesses diagramas de trânsitos de energia, foram determinados os custos incrementais das redes por períodos horário, considerando a utilização em cada período de 15 minutos. Este enfoque visa garantir que os sinais de preço incentivem uma utilização mais eficiente das infraestruturas e um consumo mais equilibrado ao longo do dia, com o objetivo de reduzir picos de consumo e, assim, minimizar os custos operacionais e de manutenção e mitigar a necessidade de investimentos em reforços na rede.

6.2.1 DADOS UTILIZADOS

A análise efetuada pela ERSE utilizou como principal fonte de informação os diagramas de carga com desagregação quarto-horária enviados pela E-REDES. Esses diagramas de carga referem-se aos anos de 2013 a 2023 para Portugal continental, e encontram-se discriminados por nível de tensão, por área geográfica (Direção de Redes e Clientes, DRC) e tipo de carga. No que respeita ao tipo de carga é de destacar que a informação inclui não apenas o consumo agregado dos clientes por nível de tensão, mas também a identificação da produção injetada em cada nível de tensão.

Complementarmente, a ERSE também recorreu a informação sobre o mercado diário de energia elétrica e utilizou informação divulgada regularmente pela ERSE, como por exemplo os fatores de ajustamento para perdas e os custos incrementais das redes.

6.2.2 CÁLCULO DO TRÂNSITO DE ENERGIA NAS REDES

Em primeiro lugar, foram determinados os diagramas de trânsito de energia nas redes de transporte e de distribuição de energia elétrica, que são dados pelo consumo agregado dos clientes, descontado da produção e corrigido das perdas técnicas.

O fluxograma representado na Figura III - 1, ilustra detalhadamente os cálculos e transformações realizados sobre os diagramas de carga fornecidos pela E-REDES, de modo a calcular os trânsitos de energia em cada nível de tensão. A metodologia apresentada no fluxograma foi aplicada individualmente a cada DRC e replicada para cada ano.

De forma geral, o trânsito de energia em um determinado nível de tensão é obtido a partir do consumo dos clientes do próprio nível de tensão, somado ao consumo dos níveis a jusante, descontado da produção nesse nível. Logo, a injeção de energia contribui para a redução dos trânsitos de energia nos níveis de tensão a montante.

Adicionalmente, foram consideradas as perdas técnicas de cada nível de tensão, uma vez que são responsáveis por um trânsito adicional. Essas perdas são estimadas com base nos fatores de ajustamento para perdas, que são publicados anualmente pela ERSE no âmbito da aprovação das tarifas para o ano seguinte.

6.2.3 CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DAS REDES

Para efeitos desta análise, o custo incremental das redes em BT, MT, AT e MAT inclui, para cada caso, o custo marginal da energia ativa e o custo incremental da potência em horas de ponta⁷⁸.

Os custos marginais da energia ativa nas tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição refletem a necessidade de acautelar as perdas técnicas de energia elétrica no dimensionamento das redes. Essas perdas são proporcionais ao consumo de energia e são por isso recuperadas através de um preço de energia ativa (diferenciado por período horário), em EUR/kWh. O seu valor económico traduz o custo de investimento nos ativos de redes justificados pelas perdas evitadas atuais e futuras.

⁷⁸ Isto significa que a análise não tem em conta os preços da potência contratada e da energia reativa.

O custo incremental da potência em horas de ponta está expresso em EUR/kW por mês. Para variabilizar este valor para o referencial de energia, em EUR/kWh, multiplicou-se o seu valor por 12 meses e dividiu-se pelo número anual das horas de ponta ⁷⁹.

Os diagramas de trânsito de energia elétrica nas redes em BT, MT, AT e MAT foram classificados por ordem decrescente e atribuiu-se aos períodos pertencentes às 980 horas de maior trânsito de energia o custo incremental da potência em horas de ponta e o custo marginal da energia ativa em ponta multiplicado pelo fator de ajustamento para perdas de horas de ponta, ambos medidos em EUR/kWh. De seguida, determinou-se o conjunto seguinte de horas de maior utilização, com uma duração agregada equivalente às horas cheias, e aplicou-se o custo marginal da energia ativa em horas cheias multiplicado pelo fator de ajustamento para perdas de horas cheias. Por fim, repetiu-se o mesmo raciocínio para atribuir os custos marginais da energia ativa aos períodos de vazio normal e de super vazio, multiplicados pelo correspondente fator de ajustamento para perdas.

Este processo foi aplicado separadamente para as quatro tarifas de uso das redes, nomeadamente as tarifas de uso da rede de transporte em MAT e em AT e de uso da rede de distribuição em AT, MT e BT. Os trânsitos de energia a considerar para a determinação dos custos incrementais das redes de cada tarifa estão identificados no Quadro 6-1.

Quadro 6-1 – Detalhe das tarifas de uso das redes e trânsitos de energia elétrica a considerar

Tarifa de uso das redes	Trânsitos de energia elétrica a considerar para determinar os custos incrementais das redes
Tarifa de uso da rede de distribuição em BT	Trânsito de energia em BT
Tarifa de uso da rede de distribuição em MT	Trânsito de energia em MT
Tarifa de uso da rede de distribuição em AT	Trânsito de energia em AT
Tarifa de uso da rede de transporte em AT	Trânsito de energia em AT, descontado da produção distribuída na rede de distribuição em AT e corrigido das perdas na distribuição em AT
Tarifa de uso da rede de transporte em MAT	Trânsito de energia em MAT

⁷⁹ Foi utilizado o valor médio de 980 horas de ponta por ano, em todos os anos analisados.

Este processo permitiu encontrar o custo incremental das redes por nível de tensão.

De seguida, determinou-se um indicador agregado para os custos incrementais das redes (CI^{Redes}), de modo a ponderar os custos incrementais das redes dos vários níveis de tensão pelos respetivos consumos agregados dos clientes. O cálculo do CI^{Redes} varia conforme a análise seja realizada para o ciclo diário, semanal ou semanal opcional, adaptando-se ao nível de tensão dos clientes considerados:

- Ciclo diário:

$$CI^{Redes} = CI_{BT}$$

- Ciclo semanal:

$$CI^{Redes} = CI_{BT}^{Redes} \cdot \alpha_{BT} + CI_{MT}^{Redes} \cdot \alpha_{MT} + CI_{AT}^{Redes} \cdot \alpha_{AT} + CI_{MAT}^{Redes} \cdot \alpha_{MAT}$$

- Ciclo semanal opcional:

$$CI^{Redes} = CI_{MT}^{Redes} \cdot \beta_{MT} + CI_{AT}^{Redes} \cdot \beta_{AT} + CI_{MAT}^{Redes} \cdot \beta_{MAT}$$

em que que o ponderador α_i representa o peso do consumo dos clientes do nível de tensão i no total do consumo dos clientes em BT, MT, AT e MAT (ciclo semanal) e o ponderador β_i representa o peso do consumo dos clientes do nível de tensão i no total do consumo dos clientes em MT, AT e MAT (ciclo semanal opcional), isto é:

$$\alpha_i = \frac{Consumo_i}{\sum_{j=AT,MT,BT} Consumo_j}, \text{ com } i = MAT, AT, MT$$

$$\beta_i = \frac{Consumo_i}{\sum_{j=AT,MT} Consumo_j}, \text{ com } i = MAT, AT, MT, BT$$

O indicador CI^{Redes} tem a virtude de condensar num único valor os custos incrementais de cada nível de tensão da rede, e de incorporar o peso de cada nível de tensão na faturação do uso das redes ao ponderar os valores pelo peso relativo do consumo de clientes ⁸⁰.

⁸⁰ Tanto os custos incrementais das redes como também os ponderadores α_i e β_i foram determinados com desagregação quarto-horária.

6.3 PRESSUPOSTOS

Após o cálculo dos custos incrementais das redes, foi realizada uma ponderação com base no consumo de cada DRC, obtendo assim um custo incremental agregado para o Continente. A partir deste ponto, a análise foi aprofundada, considerando um conjunto de pressupostos que orientaram o processo de exploração dos dados e consequente definição dos períodos horários em cada ciclo de contagem. O Quadro 6-2 resume os principais pressupostos na determinação dos períodos horários.

Quadro 6-2 - Pressupostos utilizados na determinação dos períodos horários

Pressuposto	Descrição
Pressuposto 1	Realização de uma análise individual para cada ano.
Pressuposto 2	Redução da granularidade dos dados, de intervalos de 15 minutos para intervalos de 30 minutos, através do cálculo da média, com o objetivo de simplificar a interpretação dos dados.
Pressuposto 3	Análise de todos os ciclos de contagem vigentes em Portugal continental, realizada de forma separada para os períodos de hora legal de verão e inverno (conforme Quadro 5-1).
Pressuposto 4	Duração dos períodos horários no ciclo diário e ciclo semanal conforme estabelecido no RT (conforme Quadro 5-2 e Quadro 5-3).
Pressuposto 5	Para a definição das horas de ponta do ciclo diário , foi realizada uma análise tendo como requisito 4 horas de ponta contínuas e outra análise considerando dois blocos de 2 horas cada , separadamente para a hora legal de verão e de inverno. O bloco com o maior valor de média foi designado de HP_1 e o outro de HP_2 .
Pressuposto 6	Para a definição das horas de ponta do ciclo semanal , nos dias úteis , no inverno , a análise foi realizada considerando dois blocos de 2h30min cada, perfazendo assim as 5 horas conforme estabelecido no RT. O bloco com o maior valor de média foi designado de HP_1 e o outro de HP_2 . No verão foram consideradas 3 horas consecutivas.
Pressuposto 7	Para a definição das horas de ponta do ciclo semanal opcional , a análise foi realizada considerando 5 horas e 3 horas consecutivas, respetivamente para o inverno e verão, nos dias úteis.
Pressuposto 8	Para a definição das horas cheias do ciclo semanal e ciclo semanal opcional , nos sábados , a análise foi realizada considerando dois blocos de 3h30min cada, perfazendo assim as 7 horas conforme estabelecido no RT. O bloco com o maior valor de média foi designado de HC_1 e o outro de HC_2 .
Pressuposto 9	O período correspondente às horas de vazio é um período contínuo, com o menor valor de média, onde a sua duração é dado pela soma da duração das horas de vazio normal com as horas de super vazio.
Pressuposto 10	Para a definição das horas de super vazio considerou-se um período de 4 horas consecutivas em todos os ciclos de contagem. As horas de vazio normal foram calculadas por diferença entre as horas de vazio e as horas de super vazio.
Pressuposto 11	Todas as horas que não pertencem aos intervalos de ponta e vazio são automaticamente classificadas como horas cheias .

6.4 RESULTADOS PARA A ANÁLISE DOS CUSTOS INCREMENTAIS DAS REDES

Neste capítulo, são apresentados os resultados do estudo, tendo em conta a metodologia e os pressupostos previamente descritos. Conforme referido anteriormente, os resultados apresentados adotam como abordagem principal a análise dos custos incrementais das redes, para refletir os custos

associados à utilização das infraestruturas de transporte e distribuição de energia. No Capítulo 6.5 são apresentados os resultados complementares para duas métricas alternativas, designadamente o consumo de clientes e o preço grossista em mercado diário no mercado ibérico de eletricidade.

Para facilitar a visualização e compreensão destas diferenças, foi incluído um quadro comparativo dos períodos horários vigentes. A principal diferença observada, em todos os ciclos analisados, é a concentração dos períodos de hora de ponta no final do dia (o mesmo acontece com os períodos de horas cheias, nos sábados, no ciclo semanal e semanal opcional).

A comparação evidencia não só as diferenças claras face à localização dos períodos atuais, mas também a relativa estabilidade dos custos incrementais das redes ao longo do período de 2013 a 2023, sugerindo uma consistência no comportamento da utilização das redes, apesar das variações no consumo e na produção elétrica ao longo dos anos.

6.4.1 CICLO DIÁRIO

Figura 6-1 - Simulação do ciclo diário na hora legal de inverno

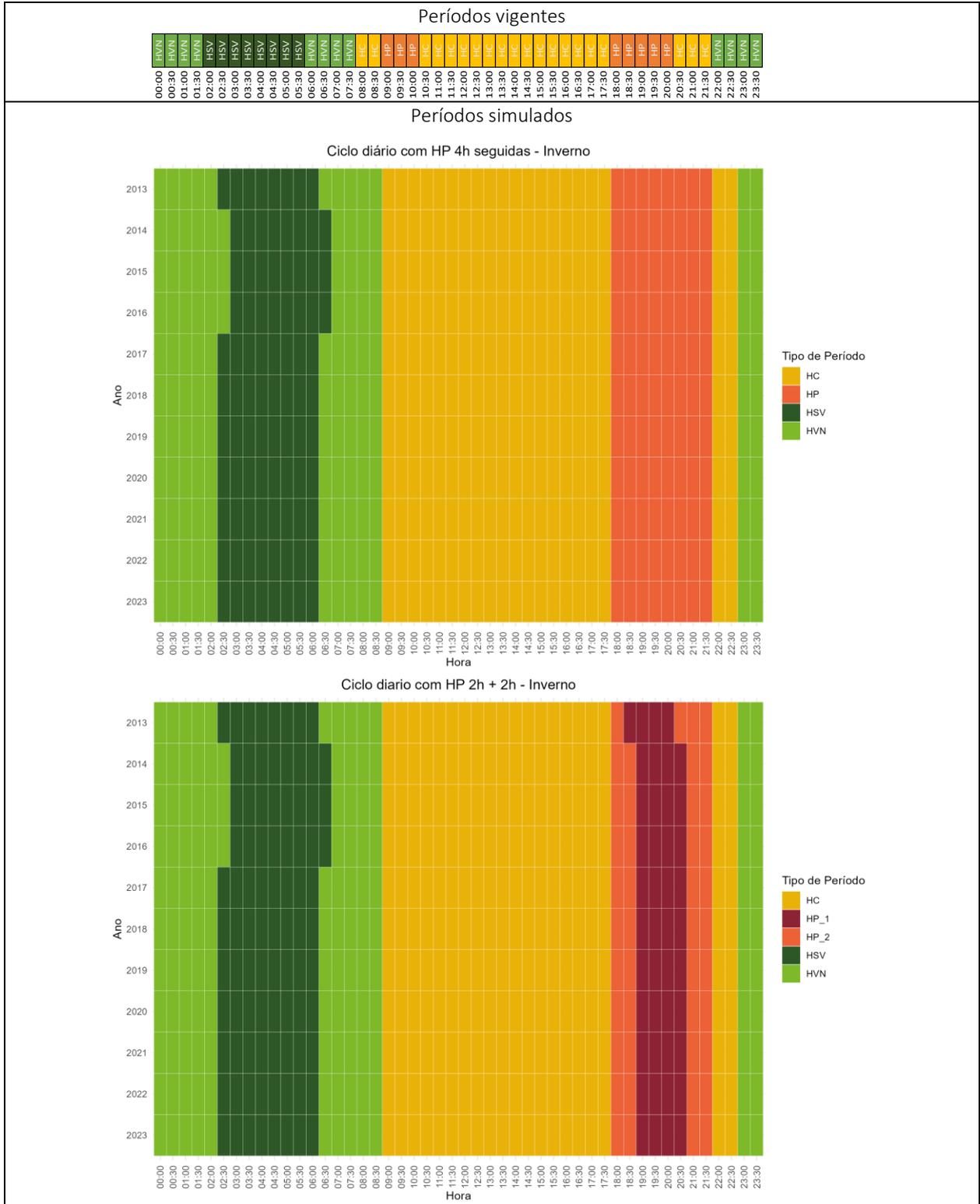
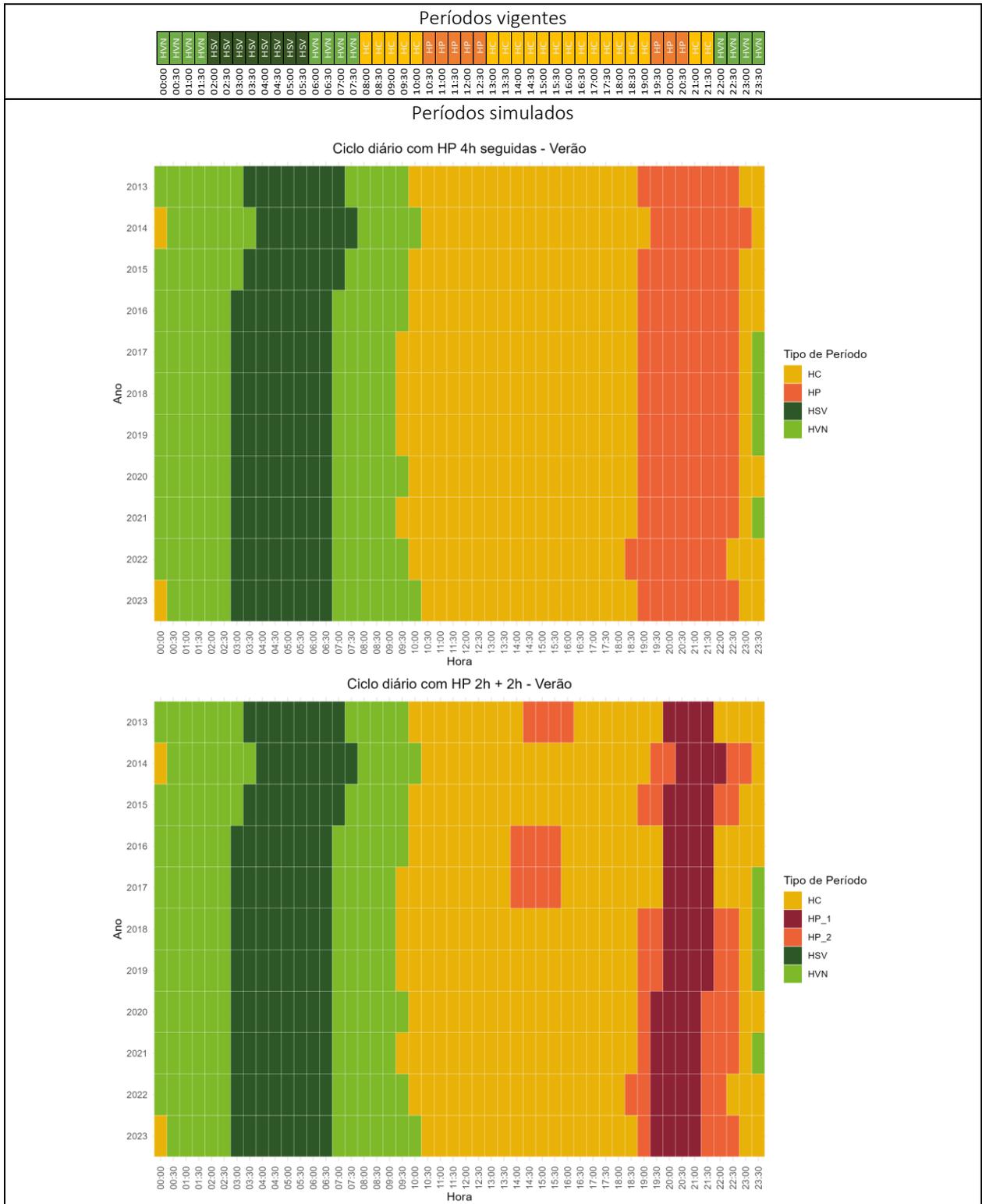


Figura 6-2 - Simulação do ciclo diário na hora legal de verão



6.4.2 CICLO SEMANAL

Figura 6-3 - Simulação do ciclo semanal, nos dias úteis

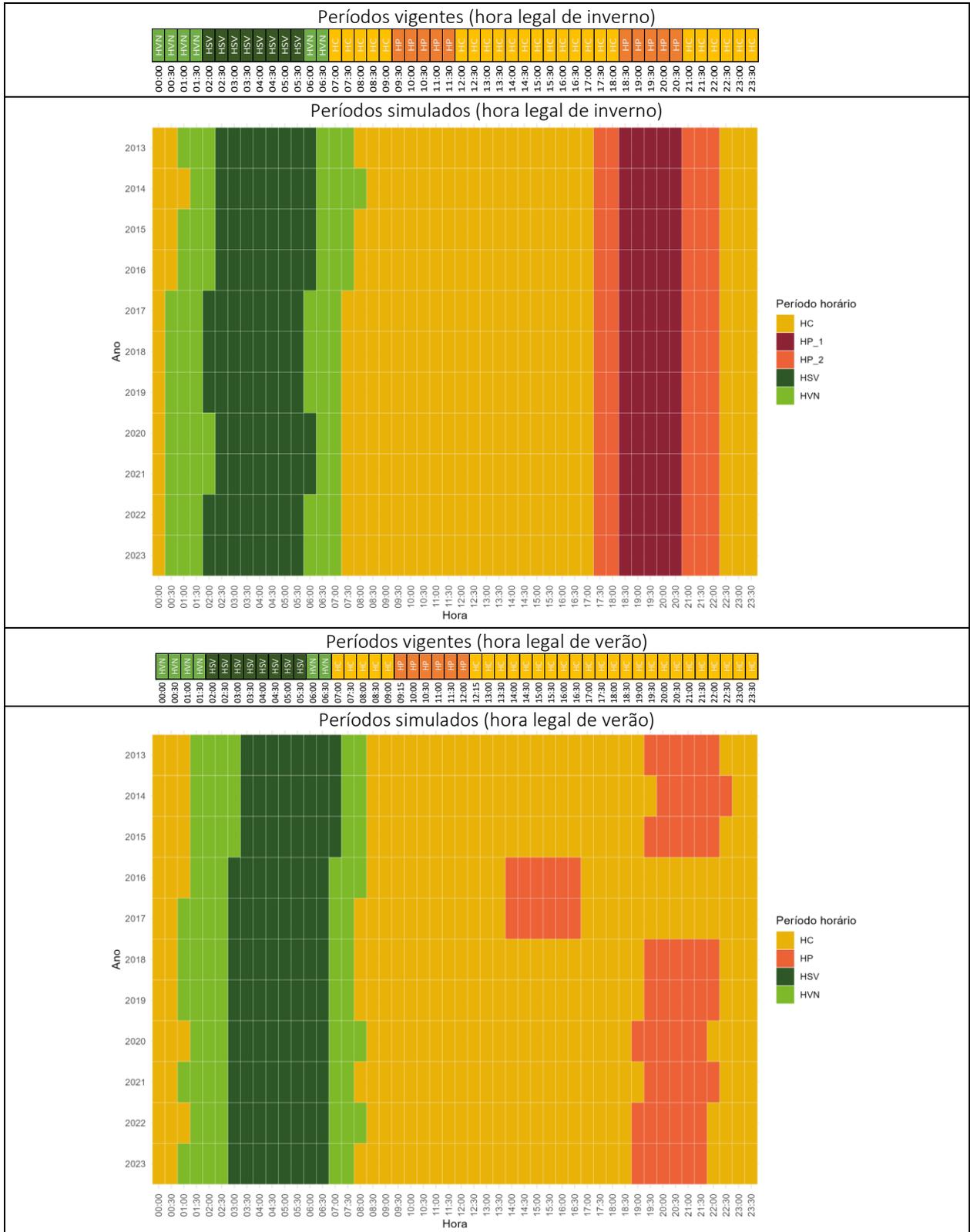


Figura 6-4 - Simulação do ciclo semanal, nos sábados

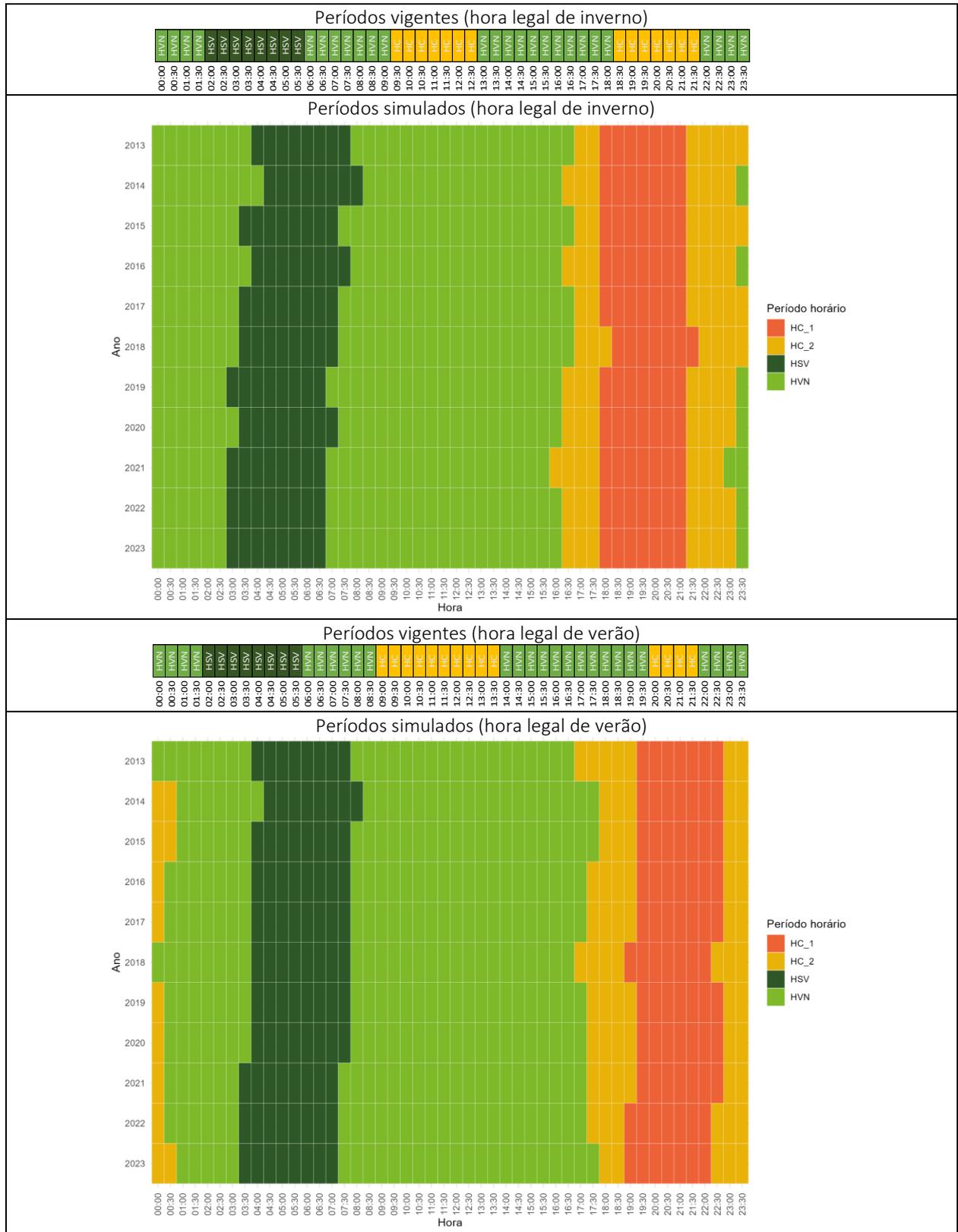


Figura 6-5 - Simulação do ciclo semanal, nos domingos



6.4.3 CICLO SEMANAL OPCIONAL

Figura 6-6 - Simulação do ciclo semanal opcional, nos dias úteis

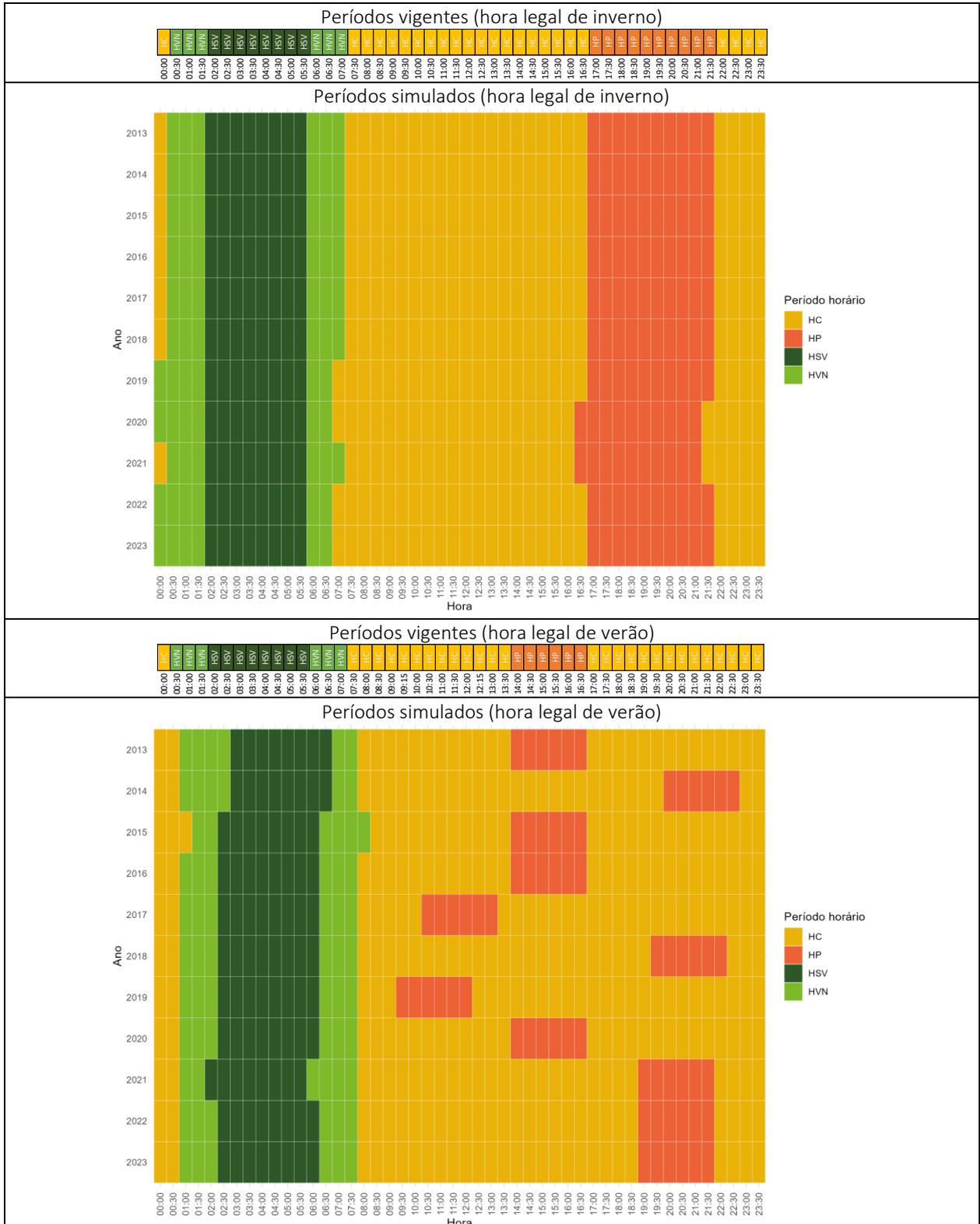


Figura 6-7 - Simulação do ciclo semanal opcional, nos sábados

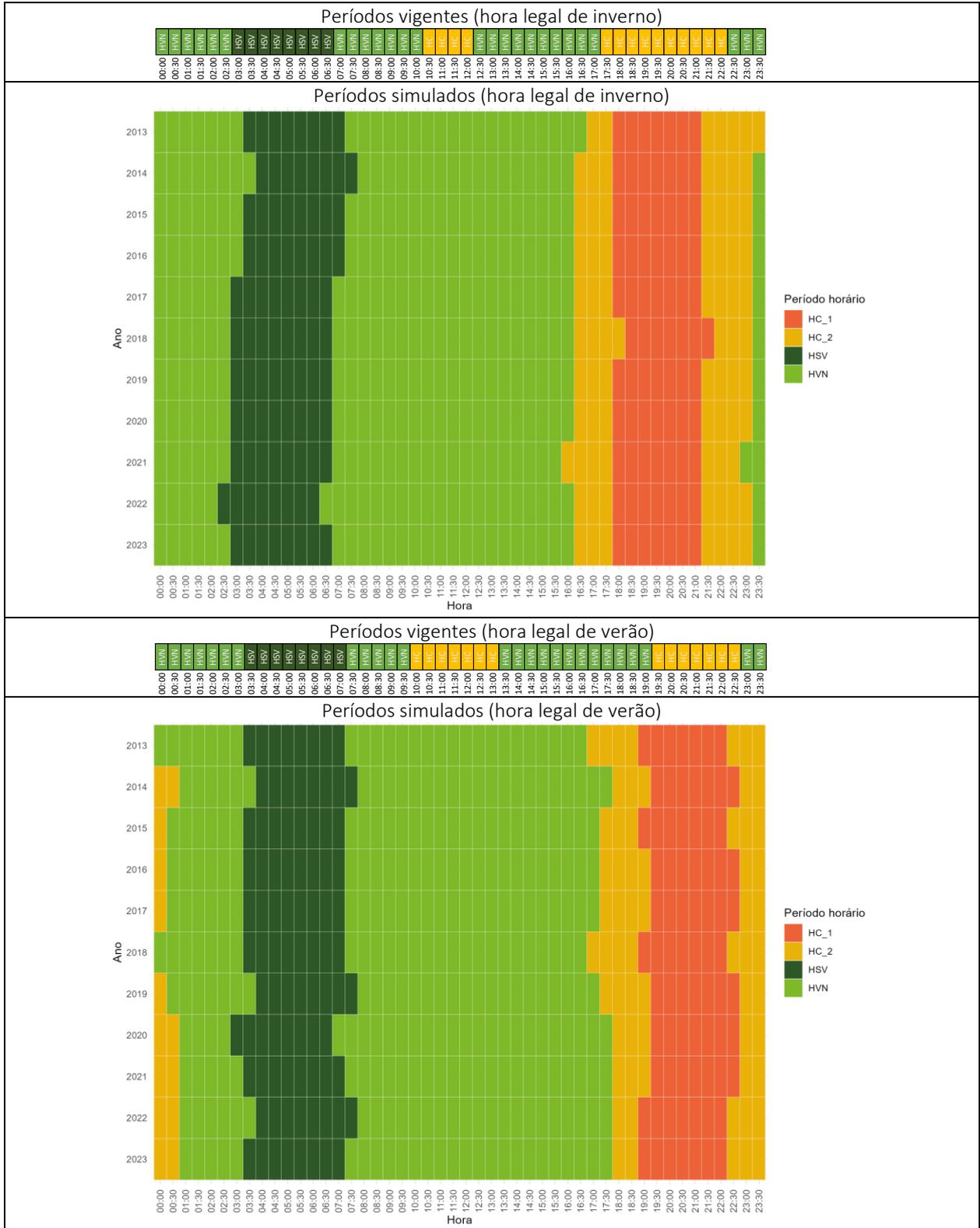
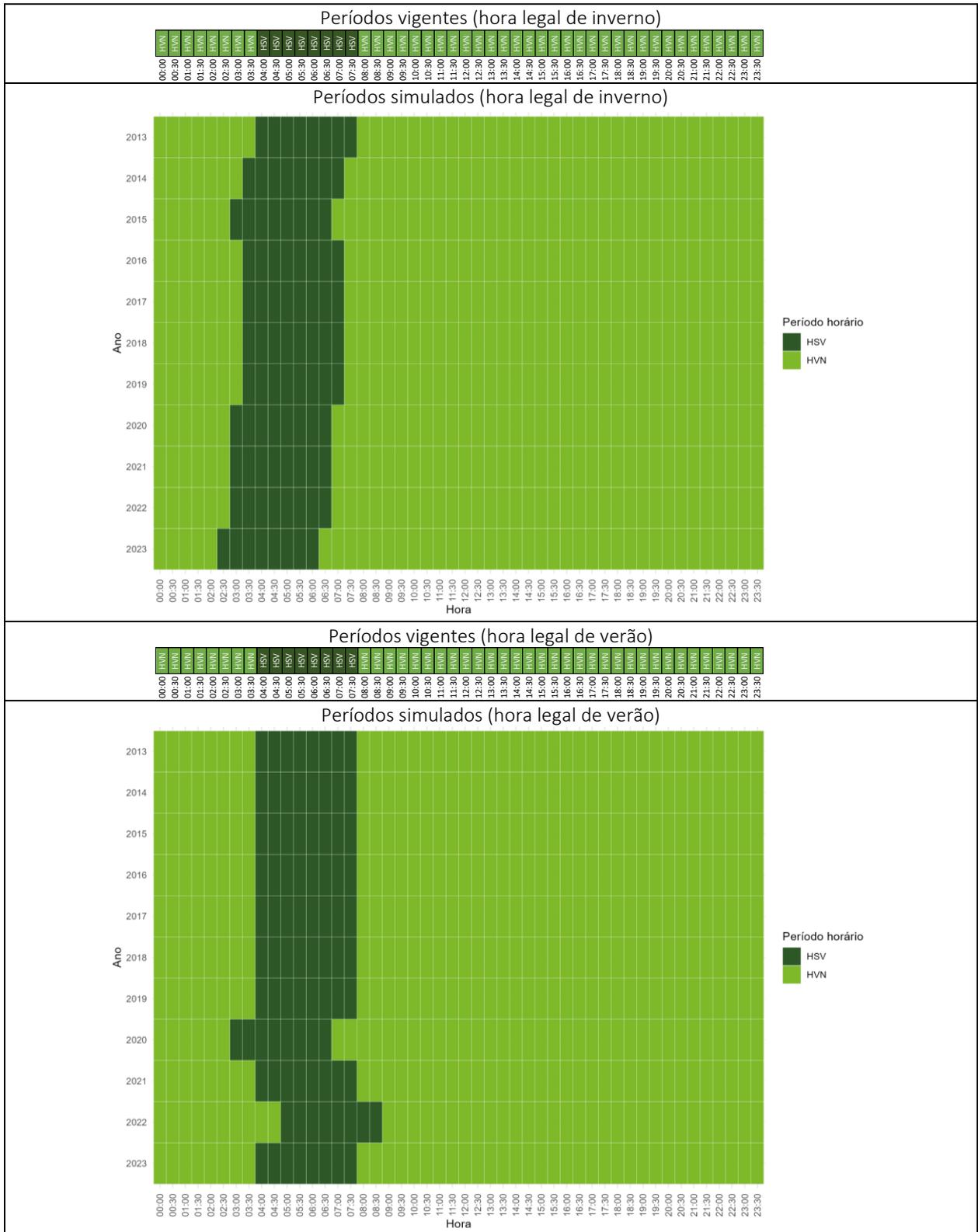


Figura 6-8 - Simulação do ciclo semanal opcional, nos domingos



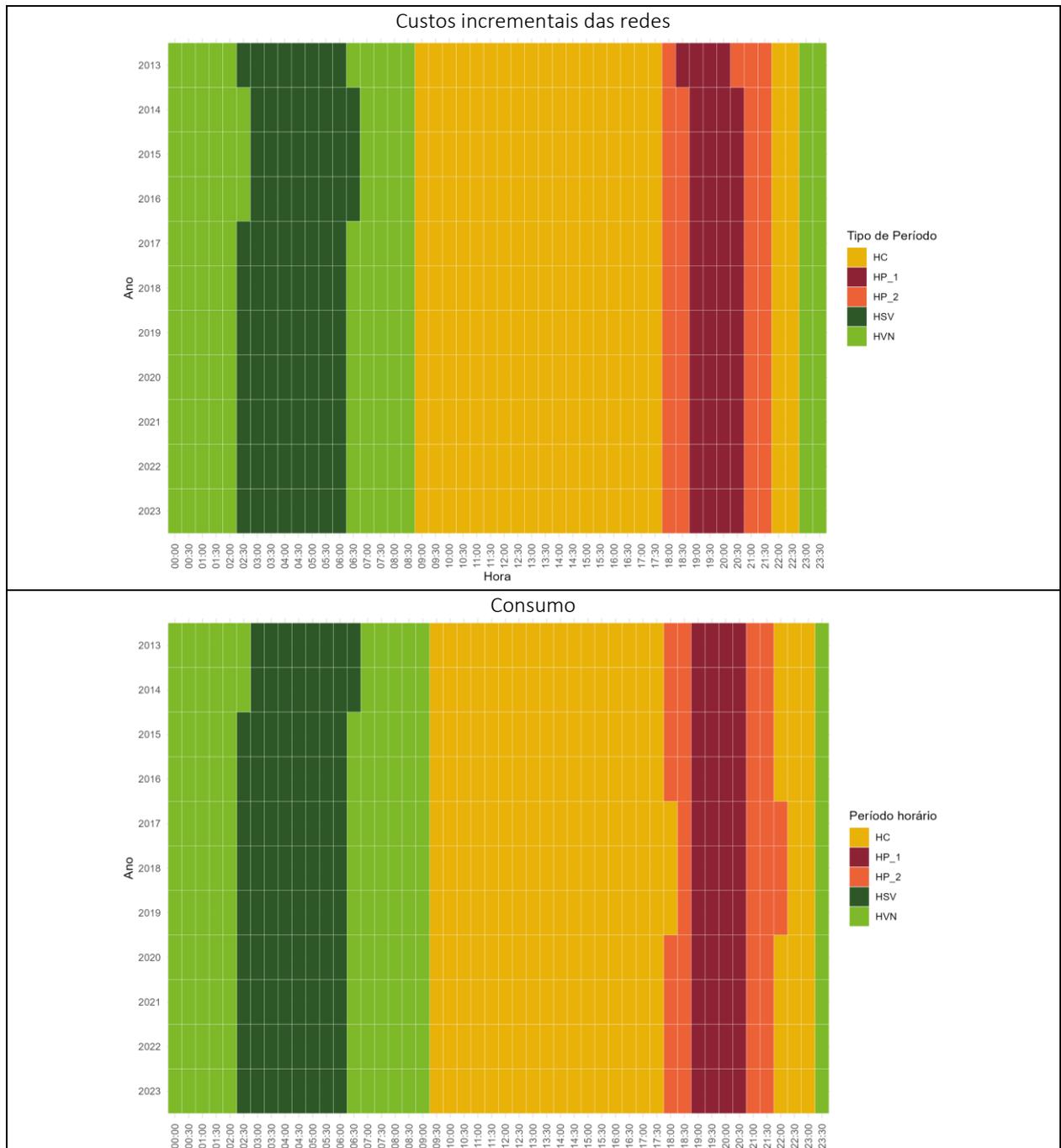
6.5 RESULTADOS COMPLEMENTARES

Para além da análise dos custos incrementais, foram aplicadas duas métricas adicionais com o objetivo de testar a consistência do modelo e captar variações ao longo dos anos. Essas métricas ajudam a entender como a composição dos períodos seria afetada ao considerar fatores distintos.

CONSUMO

Esta métrica foi utilizada para verificar a robustez do modelo e identificar variações dos padrões de consumo ao longo do ano. Tendo como exemplo a Figura 6-9, verifica-se que a métrica dos custos incrementais baseada nos trânsitos (mostrado no capítulo anterior) é fortemente influenciada pelo consumo, uma vez que ambas resultam em uma localização dos períodos horários bastante semelhante. Destaca-se, em particular, a consistência da localização dos períodos ao longo dos anos e a presença de um período de horas de ponta claramente localizado ao final do dia.

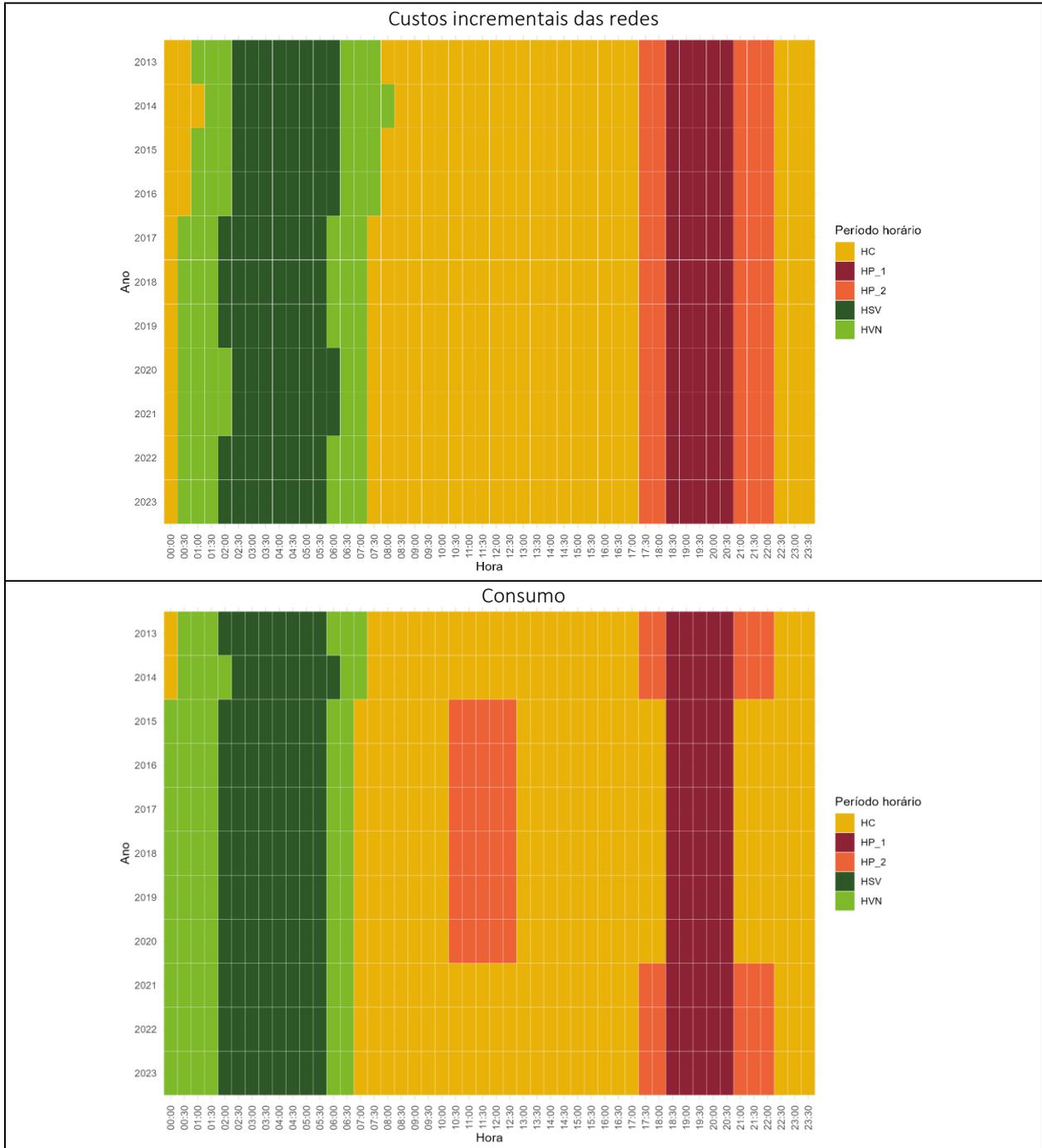
Figura 6-9 - Ciclo diário no inverno, comparando as métricas dos custos incrementais das redes com o consumo



Por outro lado, no ciclo semanal, ao analisar os gráficos para a análise dos consumos nos dias úteis (Figura 6-10) observa-se um deslocamento das horas de ponta a partir de 2021, possivelmente relacionado com as mudanças nos padrões de consumo resultantes da pandemia. A diferença entre estes gráficos e os

gráficos dos custos incrementais pode ser explicada pelo facto de, nesta análise, não estar a ser considerada a produção distribuída de origem renovável, que altera os trânsitos de energia nas redes.

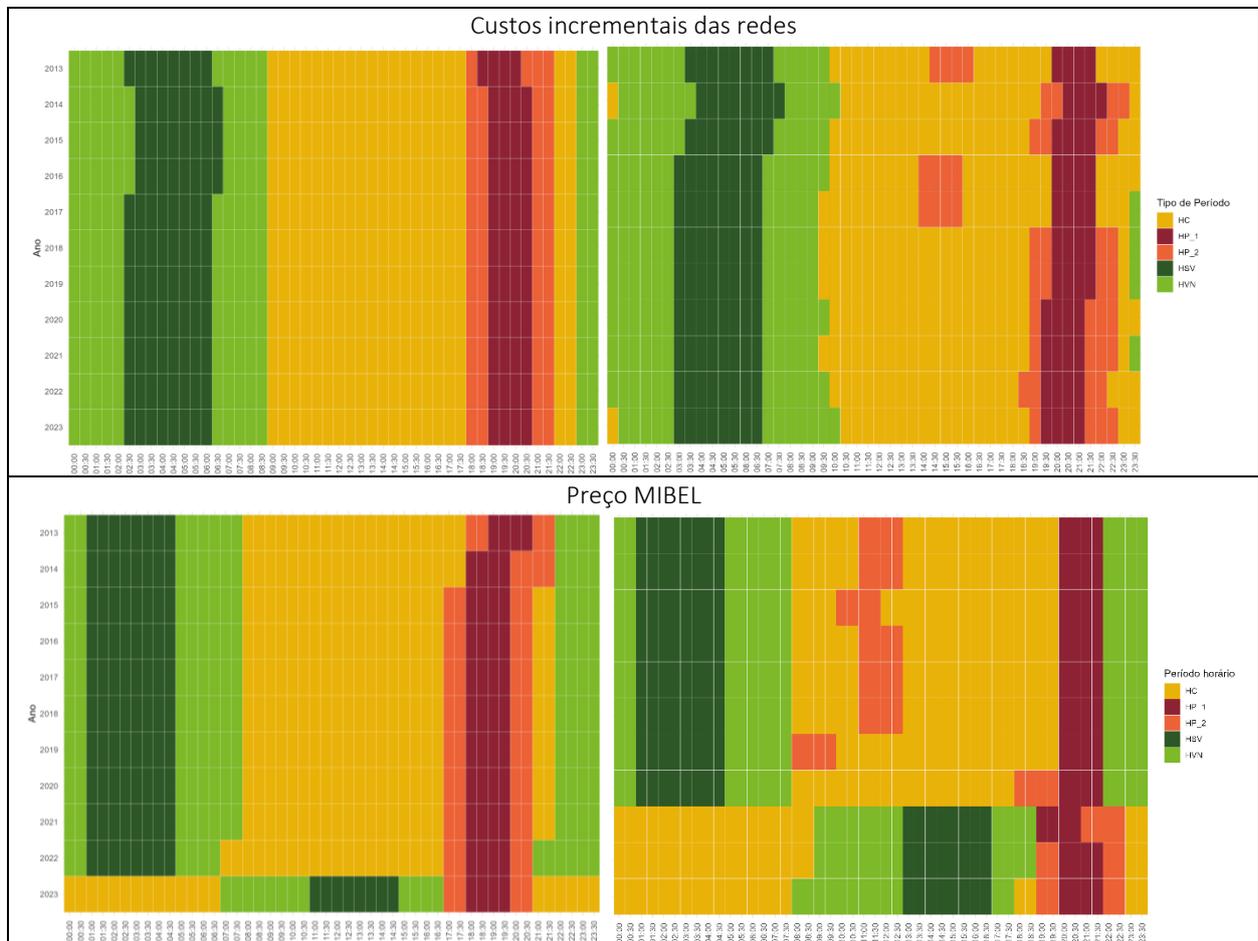
Figura 6-10 - Ciclo semanal, nos dias úteis, no inverno, comparando as métricas dos custos incrementais das redes com o consumo



PREÇO DE ENERGIA NO MERCADO GROSSISTA

A segunda métrica alternativa considerou o preço da eletricidade no mercado diário do MIBEL para a definição dos períodos horários. Ao observar a Figura 6-11, constata-se que os períodos de preços mais baixos tendem a coincidir com as horas de menor utilização das redes até ao ano 2020. No entanto, a partir de 2021, no verão, e de 2023, no inverno, observa-se uma inversão clara nos períodos de vazio normal e super vazio. Esta mudança pode-se explicar devido ao aumento expressivo da produção de fonte solar instalada nos últimos anos, que, aliado a consumos mais baixos durante o dia, resulta numa significativa redução dos preços no mercado nesses períodos.

Figura 6-11 - Ciclo diário no inverno (figuras da esquerda) e no verão (figuras da direita), comparando as métricas dos custos incrementais das redes com o preço da eletricidade no mercado diário do MIBEL



Sem prejuízo dos resultados acima apresentados, os gráficos análogos ao conjunto de gráficos apresentados na secção 6.4, considerando cada uma das duas métricas alternativas à métrica dos custos incrementais das redes, encontram-se sistematizados no Anexo IV.

6.6 PERSPETIVAS FUTURAS

Com base nos resultados obtidos e na metodologia desenvolvida, o modelo apresentado tem potencial para ser aprimorado em futuras análises, possibilitando a utilização simultânea de múltiplas métricas. Uma das direções a explorar é a integração dos custos incrementais com o preço de energia no mercado.

Por fim, é importante destacar que as durações dos períodos horários nos ciclos de contagem diário e semanal, definidas pelo Regulamento Tarifário (RT), impõe limitações ao modelo, uma vez que não permite uma escolha flexível das horas, em função dos comportamentos dominantes no perfil de utilização. Essa restrição deve ser avaliada quanto à sua adequação ao mercado atual, considerando as oscilações específicas no consumo e na oferta de energia observadas nos últimos anos.

7 ANÁLISE DE PREÇOS NO MERCADO RETALHISTA DE ELETRICIDADE

7.1 ANÁLISE DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Neste capítulo são analisados os preços médios faturados em Portugal continental que resultam da informação enviada pelos comercializadores que atuam no mercado retalhista de eletricidade (nos termos do Despacho n.º 18637/2010), no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. A análise de preços abrange o período entre o 1.º trimestre de 2019 e o 2.º trimestre de 2024.

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

É considerada a informação relativa a preços, sem impostos (IVA) e sem taxas, praticados pela totalidade dos comercializadores a atuar no mercado retalhista de eletricidade, incluindo o comercializador de último recurso retalhista ⁸¹.

7.1.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS

Na Figura 7-1 apresenta-se a evolução dos preços médios faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de tensão ⁸².

Na Figura 7-2 faz-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios faturados para o segmento doméstico (BTN Dom) e para o segmento não doméstico (MAT, AT, MT, BTE e BTN NDom).

⁸¹ Por comercializador de último recurso (CUR) entende-se a SU Eletricidade. Não integra informação dos CUR a atuar exclusivamente em BT.

⁸² Na informação enviada pelos comercializadores de mercado os preços para os níveis de tensão MAT e AT vêm agregados.

Figura 7-1 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão

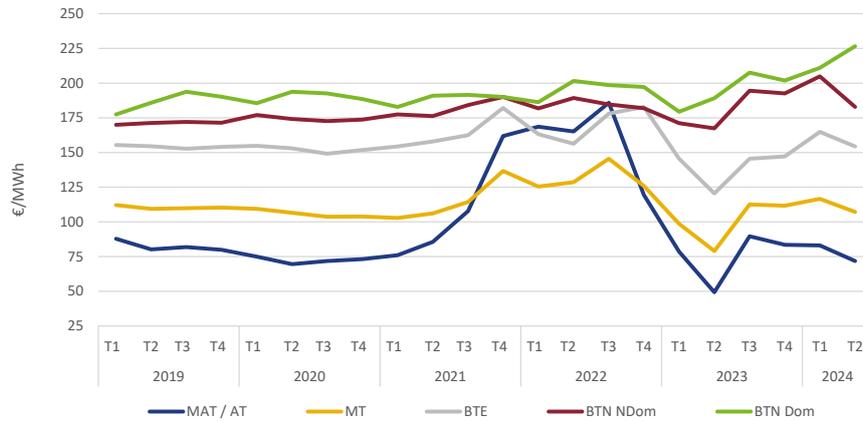
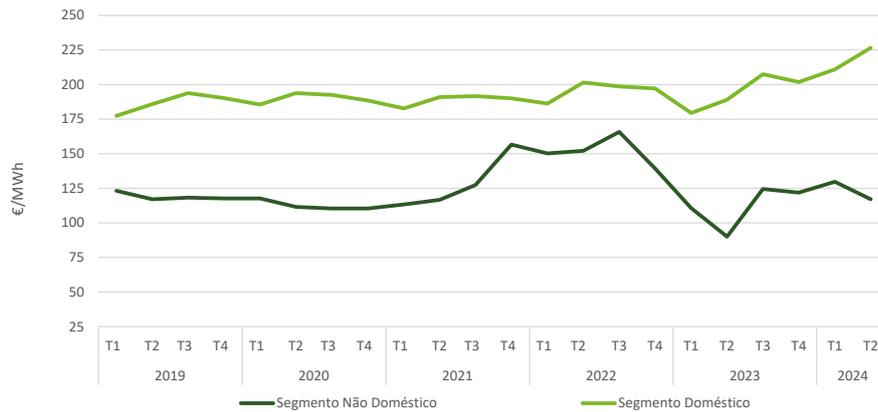


Figura 7-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



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

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

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

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

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

No 4.º trimestre de 2023 e 1.º trimestre de 2024 mantém-se a tendência crescente dos preços faturados para todos os segmentos de clientes, com exceção dos clientes MAT/AT.

No 2.º trimestre de 2024 os preços faturados iniciam uma trajetória descendente, face ao trimestre anterior, com exceção dos clientes Domésticos cujos preços faturados continuam a aumentar.

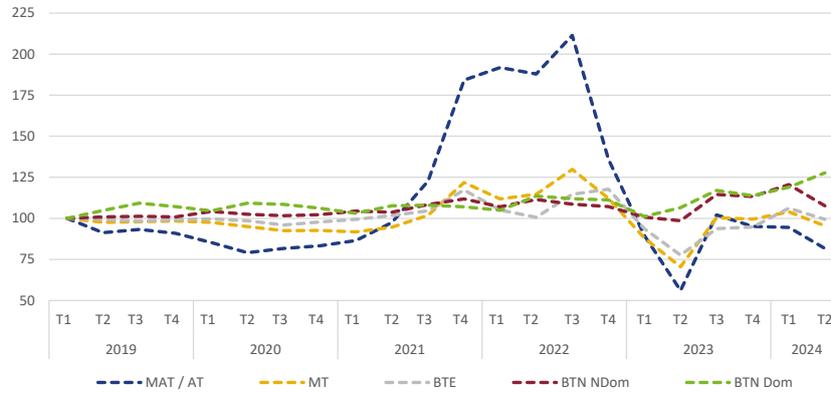
Na Figura 7-3 e na Figura 7-4 é efetuada uma análise à variação relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base o 1.º trimestre de 2019 (Base = 100).

Da análise verifica-se que são os clientes MAT/AT que apresentam uma maior variabilidade nos preços médios faturados, com um nível de preços no 3.º trimestre de 2022 superior ao dobro dos preços faturados no 1.º trimestre de 2019. Nos restantes níveis de tensão a variação de preços não é tão acentuada, apresentando valores mais estáveis para os clientes BTN.

No 2.º trimestre de 2024, para o segmento não doméstico, verifica-se que o nível de preços médios faturados apresenta valores ligeiramente abaixo dos preços verificados no 1.º trimestre de 2019.

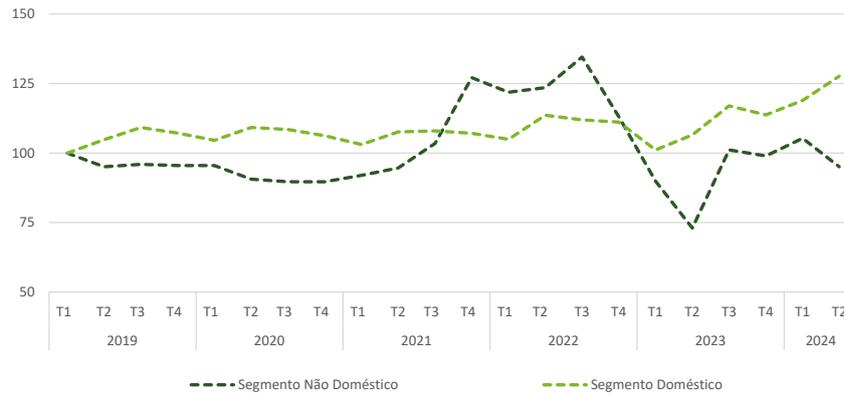
No segmento doméstico o nível de preços no 2.º trimestre de 2024 atinge um diferencial máximo face aos preços do 1.º trimestre de 2019, com preços cerca de 25% acima dos verificados no início do período analisado.

Figura 7-3 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2019 (base = 100).

Figura 7-4 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2019 (base = 100).

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

À semelhança da análise efetuada no capítulo 7.1.1, na Figura 7-5 apresenta-se a evolução dos preços médios finais faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de tensão, com uma separação entre os preços do Mercado Regulado e do Mercado Livre.

No Mercado Regulado não se apresentam os preços para os níveis de tensão para os quais a tarifa transitória se encontra extinta. Para todo o período em análise, por questões de sensibilidade da

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

Na Figura 7-6 faz-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios finais faturados para o segmento doméstico (BTN Dom) e para o segmento não doméstico (MAT, AT, MT, BTE e BTN NDom), com uma análise separada do Mercado Regulado e do Mercado Livre.

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

Figura 7-5 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão

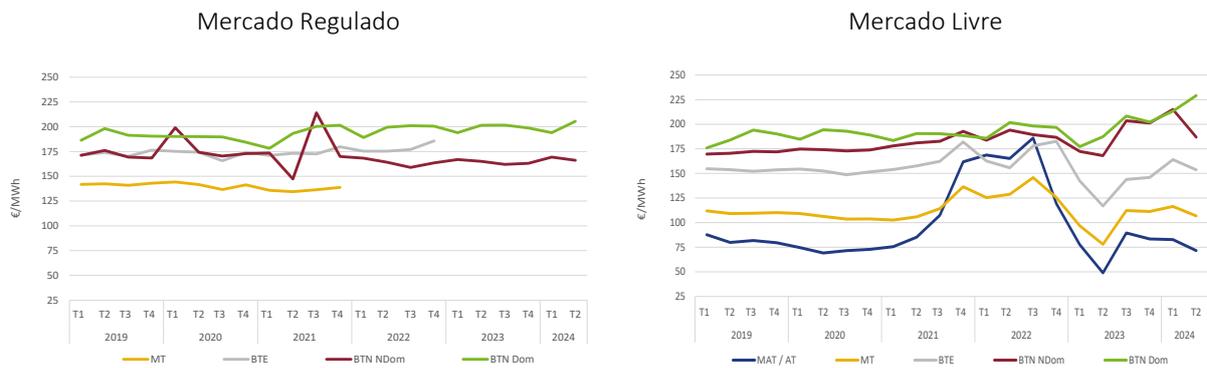
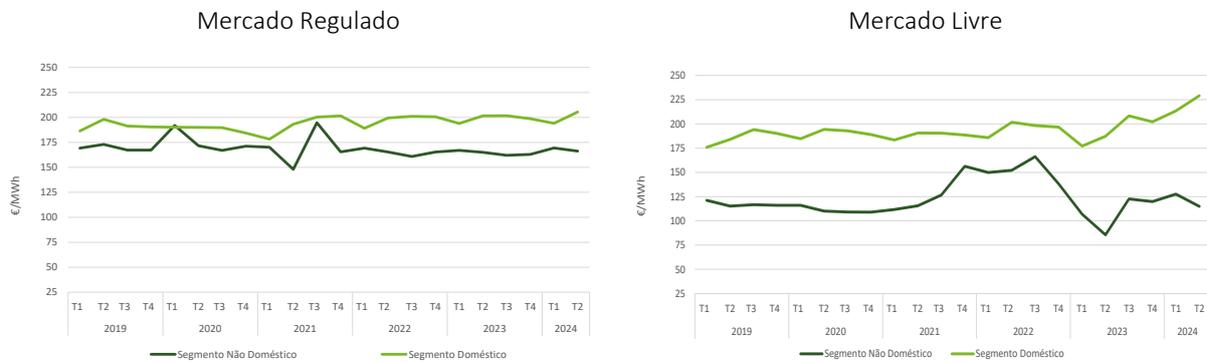


Figura 7-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



No Mercado Regulado verifica-se uma tendência de redução dos preços médios faturados até ao 1.º trimestre de 2021. Depois de uma tendência de subida de preços, durante o ano de 2021, verifica-se uma estabilização dos preços faturados durante os anos de 2022 e 2023, para ambos os segmentos de clientes. No 1.º semestre de 2024 assiste-se a um decréscimo dos preços faturados no segmento não doméstico e um aumento dos preços faturados no segmento doméstico.

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

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

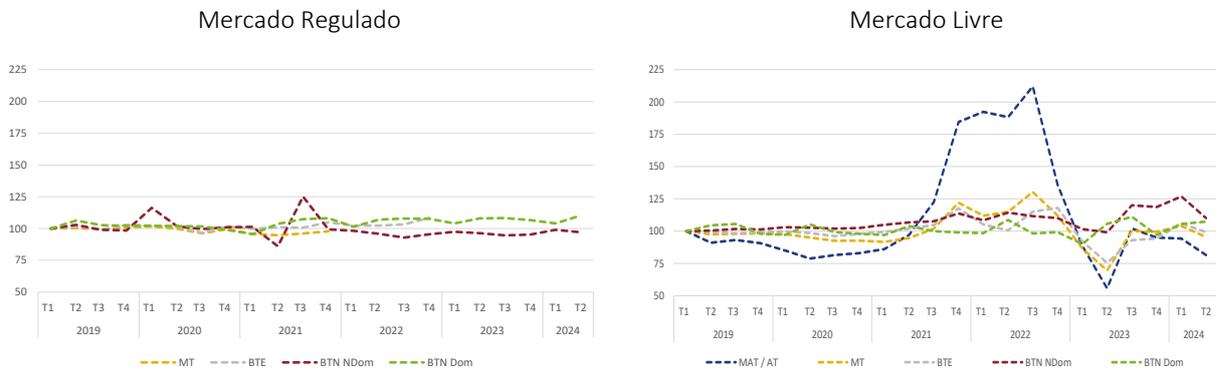
Tendo em consideração a trajetória ascendente do custo de aprovisionamento de eletricidade nos mercados Spot e de Futuros, desde meados de 2021, podemos verificar que a repercussão deste aumento se faz notar de uma forma mais rápida no Mercado Livre e no segmento não doméstico, onde prevalecem os contratos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

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

Do 3.º trimestre de 2023 até ao 1.º trimestre de 2024 verifica-se um aumento dos preços nos clientes do Mercado Livre, para todos os níveis de tensão. No 2.º trimestre de 2024 estes preços apresentam um decréscimo para todos os segmentos de clientes, com exceção dos clientes BTN Domésticos.

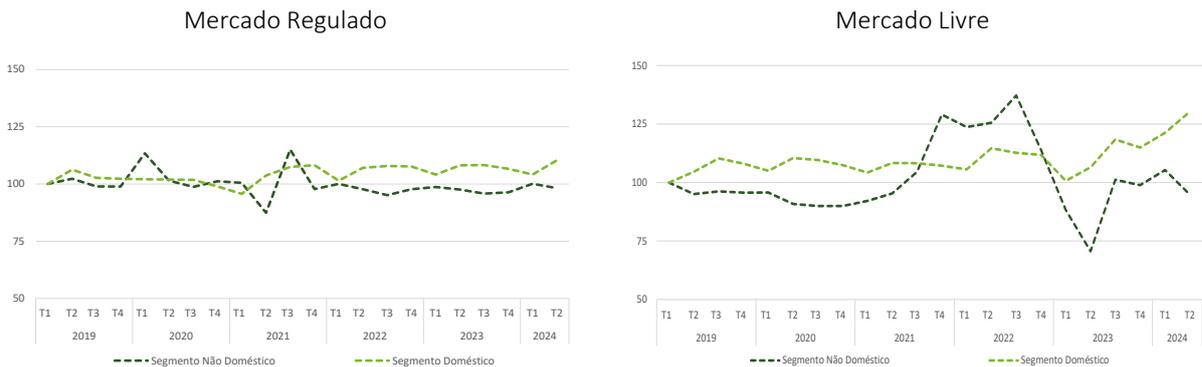
Na Figura 7-7 e na Figura 7-8 apresenta-se a evolução relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base os preços do 1.º trimestre de 2019 (Base = 100).

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



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2019 (base = 100).

Figura 7-8 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2019 (base = 100).

Da análise das figuras evidencia-se a trajetória descendente de preços médios faturados no Mercado Regulado até ao início de 2021. A partir do 1.º trimestre de 2021 verifica-se uma subida do nível de preços do segmento doméstico, face aos valores registados no 1.º trimestre de 2019. A partir do 1.º trimestre de 2022 assiste-se a algumas subidas e descidas dos preços, face ao 1.º trimestre de 2019, mas que resultam numa variação quase nula em termos globais.

Importa uma vez mais reforçar que a movimentação de clientes tem implicações na estrutura dos consumos, podendo ter um impacto muito significativo nos preços médios faturados do Mercado Regulado, onde o número de clientes é bastante reduzido.

No Mercado Livre verifica-se uma variação praticamente nula dos preços médios faturados até ao final de 2022, para o segmento doméstico. Neste segmento o nível de preços no 2.º trimestre de 2024 atinge um diferencial máximo face aos preços do 1.º trimestre de 2019, com preços cerca de 25% acima dos verificados no início do período analisado.

No segmento não doméstico a trajetória ascendente de preços traduz-se no 3.º trimestre de 2022 num nível de preços correspondente a cerca de 140% dos preços médios faturados no 1.º trimestre de 2019. No 2.º trimestre de 2024, depois de uma descida muita acentuada dos preços faturados, seguida de uma subida durante o ano de 2023, o nível de preços faturados no segmento não doméstico corresponde a cerca de 95% dos preços médios faturados no 1.º trimestre de 2019.

7.2 ANÁLISE DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Neste capítulo são analisados os preços médios faturados nas Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), que resultam da informação enviada pelos comercializadores de último recurso que atuam no mercado retalhista de eletricidade (nos termos do Despacho n.º 18637/2010), no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. A análise de preços abrange o período entre o 1.º trimestre de 2019 e o 2.º trimestre de 2024.

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

Na Figura 7-9 apresenta-se a evolução dos preços médios faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de tensão, na RAA e na RAM. Na Figura 7-10 apresenta-se a evolução dos preços médios faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os segmentos de clientes doméstico e não doméstico, na RAA e na RAM.

Figura 7-9 - Evolução dos preços faturados na RAA e na RAM, por nível de tensão



Figura 7-10 - Evolução dos preços faturados na RAA e na RAM, por segmento de consumo

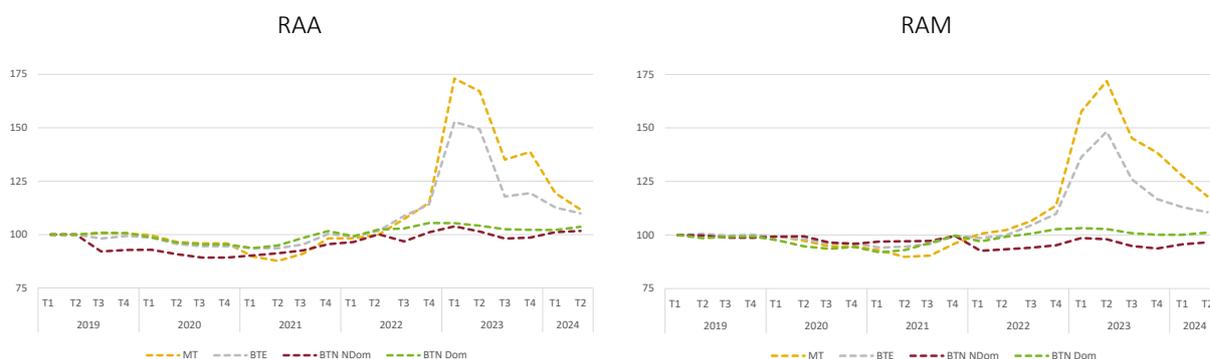


Os preços médios faturados dos vários níveis de tensão apresentam uma tendência de decréscimo até meados do ano de 2021, em ambas as regiões autónomas. A partir do 3.º trimestre de 2021 os preços faturados aos clientes apresentam um aumento generalizado, sendo este aumento mais significativo nos clientes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

A partir de 2023 verifica-se em ambas as Regiões Autónomas uma tendência de descida dos preços faturados no segmento não doméstico (com exceção dos clientes BTN não domésticos) e uma estabilização dos preços no segmento doméstico. Esta situação resulta de uma atualização da tarifa de Energia e da tarifa de Acesso às Redes que se traduziu numa descida da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA e na RAM para todos os níveis de tensão, em julho de 2023, e uma descida da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA e na RAM em janeiro de 2024, para os níveis de tensão MT e BTE.

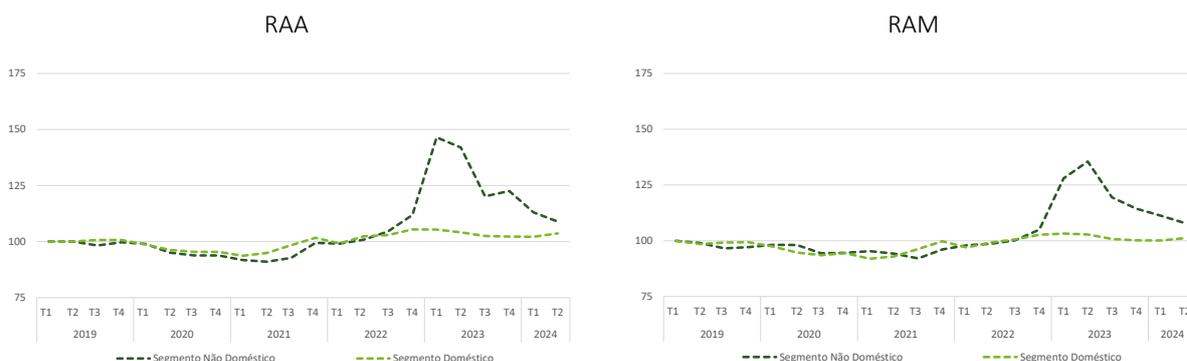
Na Figura 7-11 e na Figura 7-12 é efetuada uma análise à variação relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base o 1.º trimestre de 2019 (Base = 100).

Figura 7-11 - Variação relativa dos preços faturados na RAA e na RAM, por nível de tensão



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2019 (base = 100).

Figura 7-12 - Variação relativa dos preços faturados na RAA e na RAM, por segmento de consumo



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2019 (base = 100).

Da análise verifica-se que no segmento não doméstico são os clientes de MT que apresentam uma maior variabilidade nos preços médios faturados, em ambas as regiões autónomas, com um nível de preços no 2.º trimestre de 2023 75% superiores aos preços faturados no 1.º trimestre de 2019. A partir do 3.º trimestre de 2023 estes preços apresentam uma tendência decrescente (nos clientes BTN não doméstico os preços praticamente estabilizam), o que está em linha com a descida das tarifas de Venda a Clientes Finais em ambas as Regiões Autónomas, tendo sido essa descida mais acentuada nos níveis de tensão MT e BTE.

Os preços faturados no segmento doméstico, em ambas as Regiões Autónomas, apresentam uma ligeira tendência de decréscimo em 2020 e uma ligeira tendência de crescimento em 2021 e 2022, o que está em linha com a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA e na RAM, ao longo do período analisado.

De notar que os preços do segmento doméstico na RAA e na RAM, em 2023 e no 1.º semestre de 2024 estão em linha com os preços faturados no ano de 2019.

7.3 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO EM BTN

De seguida caracterizam-se as ofertas comerciais de eletricidade no simulador de preços de energia ⁸³, disponíveis para novas adesões, de acordo com a informação do 4.º trimestre de 2024 ⁸⁴. A comparação das ofertas em termos de fatura anual inclui as taxas e impostos aplicáveis ⁸⁵.

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

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

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

7.3.1 OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE NO 4.º TRIMESTRE DE 2024

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

⁸³ O simulador de preços de energia da ERSE compara as ofertas comerciais para os consumidores de eletricidade em Baixa Tensão Normal (potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA) e de gás natural em Baixa Pressão (consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³) em Portugal continental.

⁸⁴ Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a quarta semana de novembro de 2024.

⁸⁵ Contribuição para o Audiovisual (CAV), Imposto Especial de Consumo de eletricidade (IEC) e Imposto sobre o valor acrescentado (IVA), para a eletricidade, e Imposto Especial de Consumo de gás natural combustível e IVA, para o gás natural.

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

Não são consideradas nesta análise as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios, bem como as ofertas a preços dinâmicos.

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

7.3.1.1 OFERTAS DE ELETRICIDADE ⁸⁶

Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 13 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da G9Energy (NET PROMO 7x7) com um valor de 33,73 euros/mês, que corresponde a um desconto de 10% e uma poupança mensal de 3,76 euros em relação à Tarifa Regulada.

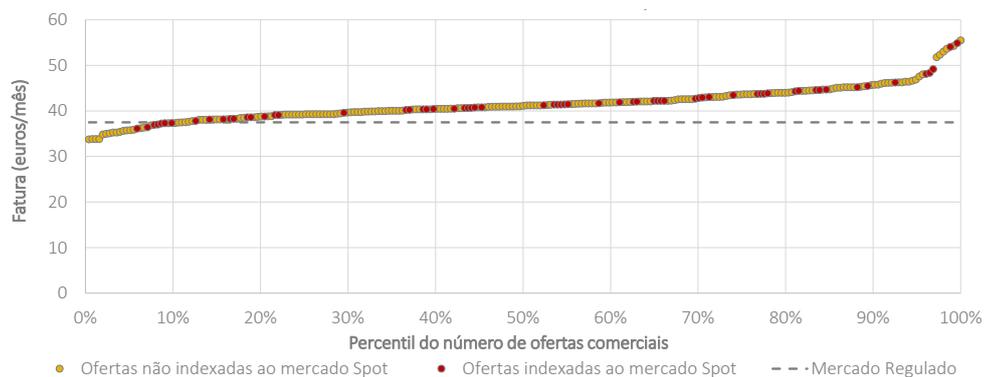
⁸⁶ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

Quadro 7-1 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 1					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	G9 Energy	33,73 € (-10%)	NET PROMO 7x7	Simple	Padrão
2	Eni Plenitude	33,80 € (-10%)	TARIFA WEB FÁCIL PLUS	Simple	Padrão
3	Nossa Energia	34,82 € (-7%)	Light Power (Oferta 120€)	Bi-horária	Padrão
4	GoldEnergy	34,98 € (-7%)	Monoelétrico ACP 04/24	Bi-horária	Condicional
5	Iberdrola	35,25 € (-6%)	Mais Casa (Oferta 40€) - FE e DDC	Bi-horária	Padrão
6	MEO Energia	35,76 € (-5%)	MEO Energia FIXA DD FE + MEO	Bi-horária	Condicional
7	Coopérnico CRL	36,12 € (-4%)	Coopérnico BASE 2.0	Bi-horária	Condicional, Indexada
8	LuziGás	36,99 € (-1%)	LUZIGAS ENERGY 8.8	Bi-horária	Indexada
9	Ibelectra	37,30 € (-1%)	Solução Família	Bi-horária	Indexada
10	EZU Energia	37,31 € (-0%)	Tarifa Outono Premium	Bi-horária	Padrão
11	YES ENERGY	37,32 € (-0%)	SmartIndex	Bi-horária	Indexada
12	Repsol	37,33 € (-0%)	PLANO SANTANDER	Bi-horária	Novos clientes, Condicional
13	JAFPLUS	37,42 € (-0%)	Mais Energia	Bi-horária	Padrão
14	Mercado Regulado	37,49 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
15	Endesa	38,04 € (1%)	Tarifa Simple + Plano Amigo	Simple	Condicional
16	LuzBoa	38,27 € (2%)	ROCKWATT - Indie Spot	Bi-horária	Indexada
17	GALP	38,83 € (4%)	Galp & Continente ELE (DD)	Bi-horária	Condicional
18	Nabalía Energia	39,25 € (5%)	FIXO	Bi-horária	Fidelização
19	Muon	40,77 € (9%)	Muon Indexado Flex Casa	Bi-horária	Indexada
20	EDP Comercial	41,38 € (10%)	Eletricidade Indexada média	Bi-horária	Indexada
21	Alfa Energia	41,93 € (12%)	Tarifa ALFA POWER	Simple	Padrão
22	Audax Renovables	41,99 € (12%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condicional, Indexada
23	Portulogos	43,48 € (16%)	Faro Index GO 30	Bi-horária	Indexada
24	LOGICA Energy	48,33 € (29%)	Base Index	Bi-horária	Indexada

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de eletricidade disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 252 ofertas comerciais disponíveis, 27 ofertas (11%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 7-13 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 1



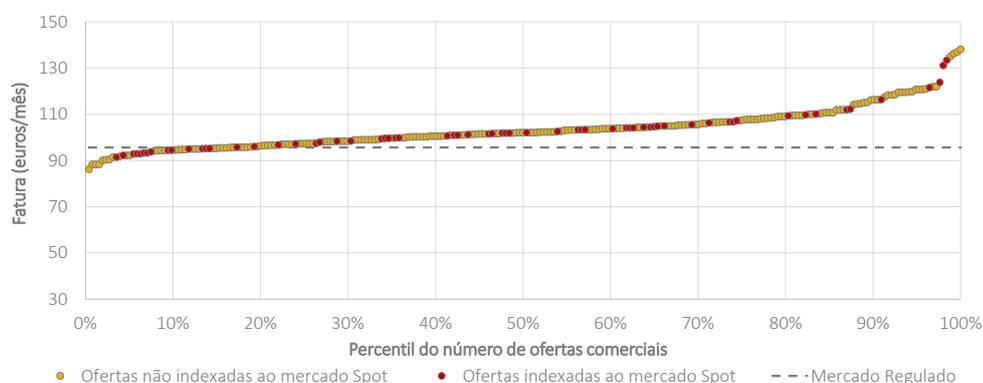
Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 13 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da G9 Energy (NET PROMO 7x7) com um valor de 86,26 euros/mês, que corresponde a um desconto de 10% e uma poupança mensal de 9,40 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 7-2 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	G9 Energy	86,26 € (-10%)	NET PROMO 7x7	Simples	Padrão
2	Eni Plenitude	88,34 € (-8%)	TARIFA WEB FÁCIL PLUS	Simples	Padrão
3	GoldEnergy	90,08 € (-6%)	Monoelétrico ACP 04/24	Bi-horária	Condiccionada
4	Repsol	91,49 € (-4%)	PLANO SANTANDER	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
5	Coopérnico CRL	91,50 € (-4%)	Coopérnico BASE 2.0	Bi-horária	Condiccionada, Indexada
6	Nossa Energia	92,34 € (-3%)	Light Power (Oferta 120€)	Bi-horária	Padrão
7	Ibelectra	92,86 € (-3%)	Solução Família	Bi-horária	Indexada
8	LuzBoa	92,97 € (-3%)	ROCKWATT - Indie Spot	Bi-horária	Indexada
9	Iberdrola	94,33 € (-1%)	Mais Casa (Oferta 40€) - FE e DDC	Bi-horária	Padrão
10	MEO Energia	94,43 € (-1%)	MEO Energia FIXA DD FE + MEO	Bi-horária	Condiccionada
11	YES ENERGY	94,51 € (-1%)	SmartIndex	Bi-horária	Indexada
12	EZU Energia	94,80 € (-1%)	Tarifa Outono Premium	Bi-horária	Padrão
13	JAFPLUS	95,49 € (-0%)	Mais Energia	Bi-horária	Padrão
14	Mercado Regulado	95,66 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
15	LuziGás	95,74 € (0%)	LUZIGAS ENERGY 8.8	Bi-horária	Indexada
16	Audax Renovables	96,05 € (0%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condiccionada, Indexada
17	GALP	98,14 € (3%)	Galp & Continente ELE (DD)	Bi-horária	Condiccionada
18	Alfa Energia	99,10 € (4%)	Tarifa ALFA POWER	Simples	Padrão
19	Endesa	99,74 € (4%)	Tarifa Simples + Plano Amigo	Simples	Condiccionada
20	Nabalía Energia	101,66 € (6%)	FIXO	Bi-horária	Fidelização
21	EDP Comercial	101,87 € (6%)	Eletricidade Indexada média	Bi-horária	Indexada
22	Muon	101,92 € (7%)	Muon Fixo Domestico Verde	Bi-horária	Padrão
23	Portulogos	109,78 € (15%)	Faro Index GO 30	Bi-horária	Indexada
24	LOGICA Energy	121,60 € (27%)	Base Index	Bi-horária	Indexada

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de eletricidade disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 252 ofertas comerciais disponíveis, 41 ofertas (16%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 7-14 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 2



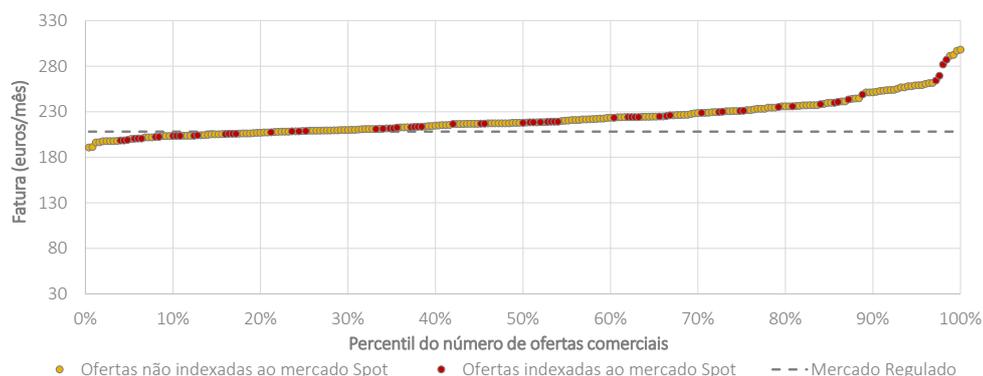
Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 16 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da GoldEnergy (Monoelétrico ACP 04/24) com um valor de 190,56 euros/mês, que corresponde a um desconto de 8% e uma poupança mensal de 17,57 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 7-3 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	190,56 € (-8%)	Monoelétrico ACP 04/24	Bi-horária	Condicionada
2	Repsol	196,12 € (-6%)	PLANO SANTANDER	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
3	G9 Energy	196,43 € (-6%)	NET PROMO 7x7	Simple	Padrão
4	Eni Plenitude	197,55 € (-5%)	TARIFA WEB FÁCIL PLUS	Simple	Padrão
5	LuzBoa	198,33 € (-5%)	ROCKWATT - Indie Spot	Bi-horária	Indexada
6	Coopérnico CRL	198,91 € (-4%)	Coopérnico BASE 2.0	Bi-horária	Condicionada, Indexada
7	Ibelectra	200,25 € (-4%)	Solução Família	Bi-horária	Indexada
8	Audax Renovables	200,50 € (-4%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condicionada, Indexada
9	MEO Energia	203,14 € (-2%)	MEO Energia FIXA DD FE + MEO	Bi-horária	Condicionada
10	YES ENERGY	203,30 € (-2%)	SmartIndex	Bi-horária	Indexada
11	Nossa Energia	204,10 € (-2%)	Light Power (Oferta 120€)	Bi-horária	Padrão
12	Iberdrola	204,34 € (-2%)	MAIS DIGITAL (FE e DDC)	Bi-horária	Padrão
13	EZU Energia	204,64 € (-2%)	Tarifa Outono Premium	Bi-horária	Padrão
14	Alfa Energia	206,10 € (-1%)	Tarifa ALFA POWER	Simple	Padrão
15	GALP	206,15 € (-1%)	Galp & Continente ELE (DD)	Bi-horária	Condicionada
16	JAFPLUS	207,84 € (-0%)	Mais Energia	Bi-horária	Padrão
17	Mercado Regulado	208,13 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
18	LuziGás	208,31 € (0%)	LUZIGAS ENERGY 8.8	Bi-horária	Indexada
19	Muon	214,22 € (3%)	Muon Fixo Domestico Verde	Bi-horária	Padrão
20	EDP Comercial	218,90 € (5%)	Eletricidade Indexada média	Bi-horária	Indexada
21	Endesa	221,88 € (7%)	Tarifa e-luz + Plano Amigo	Simple	Condicionada
22	Nabalía Energia	222,46 € (7%)	FIXO	Bi-horária	Fidelização
23	Portulogos	238,21 € (14%)	Faro Index GO 30	Bi-horária	Indexada
24	LOGICA Energy	264,15 € (27%)	Base Index	Bi-horária	Indexada

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de eletricidade disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 248 ofertas comerciais disponíveis, 57 ofertas (23%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 7-15 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 3

7.3.1.2 OFERTAS DUAS⁸⁷

Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas comerciais duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, apenas um comercializador apresenta um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas. A oferta dual com menor fatura mensal é da G9 Energy (NET PROMO 7x7) com um valor de 53,13 euros/mês, que corresponde a um desconto de 2% e uma poupança mensal de 0,84 euros em relação às Tarifas Reguladas.

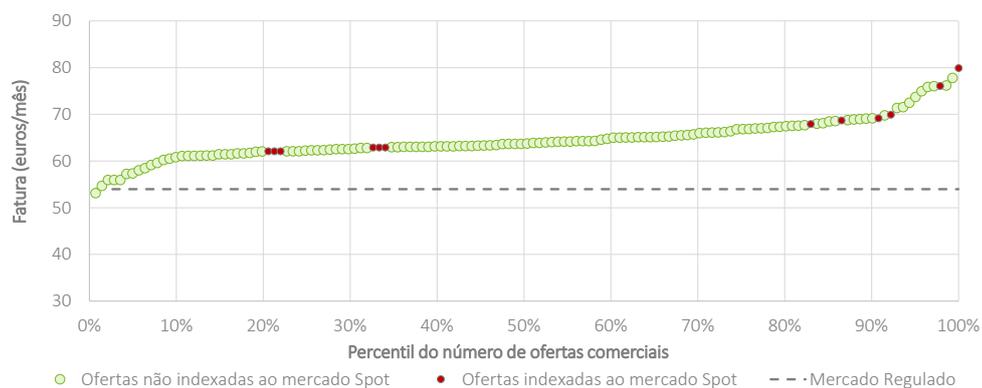
Quadro 7-4 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	G9 Energy	53,13 € (-2%)	NET PROMO 7x7	Simples	Padrão
2	Mercado Regulado	53,97 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
3	Eni Plenitude	55,93 € (4%)	TARIFA WEB FÁCIL PLUS	Simples	Padrão
4	GoldEnergy	57,23 € (6%)	Digital 22 Dual com DD+FE	Bi-horária	Padrão
5	Repsol	58,01 € (7%)	PLANO SANTANDER DUAL Mundo 123	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
6	Endesa	60,20 € (12%)	Tarifa Aniversário + Plano amigo	Simples	Condicionada
7	GALP	60,48 € (12%)	Galp & Continente Eletricidade Verde & Gás Natural	Bi-horária	Condicionada
8	EDP Comercial	61,13 € (13%)	Gás + Eletricidade NOS DD+FE - Novos Clientes Ofer	Simples	Novos clientes, Condicionada
9	YES ENERGY	66,09 € (22%)	Smartdual	Bi-horária	Padrão
10	Portulogos	68,54 € (27%)	Faro Fixo GO 30	Bi-horária	Fidelização

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 141 ofertas comerciais, apenas uma oferta (1%) apresenta um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas.

⁸⁷ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

Figura 7-16 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1



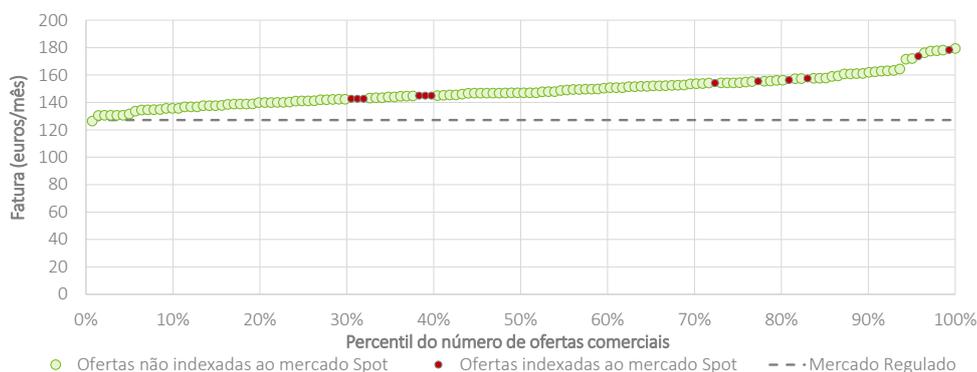
Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas comerciais duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, apenas um comercializador apresenta um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas. A oferta dual com menor fatura mensal é da G9 Energy (NET PROMO 7x7) com um valor de 126,35 euros/mês, que corresponde a um desconto de 1% e uma poupança mensal de 0,79 euros em relação às Tarifas Reguladas.

Quadro 7-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	G9 Energy	126,35 € (-1%)	NET PROMO 7x7	Simple	Padrão
2	Mercado Regulado	127,14 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
3	Repsol	130,48 € (3%)	PLANO SANTANDER DUAL Mundo 123	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
4	Eni Plenitude	130,62 € (3%)	TARIFA WEB FÁCIL PLUS	Simple	Padrão
5	GoldEnergy	134,59 € (6%)	+ Cliente 23 Dual com FE	Simple	Padrão
6	GALP	140,24 € (10%)	Galp & Continente ELE & GN (DD)	Bi-horária	Condicionada
7	EDP Comercial	142,67 € (12%)	Mobilidade ELE + GN (aluguer Wallbox EDP 3,7 kW)	Bi-horária	Condicionada
8	Endesa	143,96 € (13%)	Tarifa Aniversário + Plano amigo	Simple	Condicionada
9	YES ENERGY	153,53 € (21%)	Smartdual	Bi-horária	Padrão
10	Portulogos	161,13 € (27%)	Faro Fixo GO 30	Bi-horária	Fidelização

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 141 ofertas comerciais, apenas uma oferta (1%) apresenta um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas.

Figura 7-17 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2



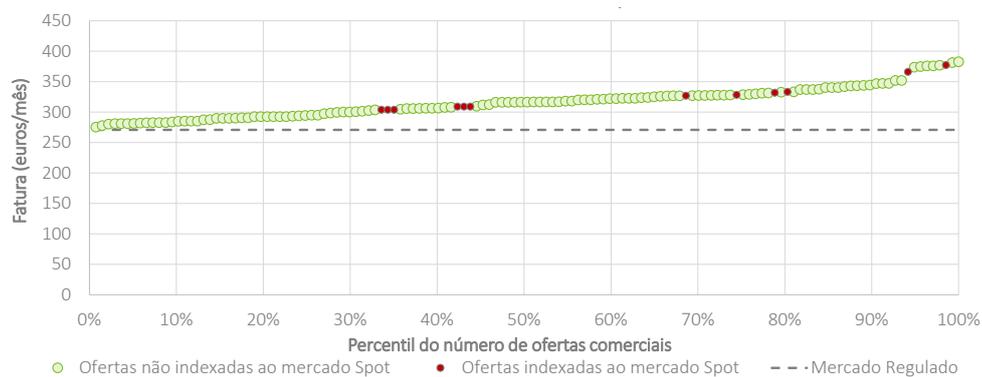
Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas comerciais duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas. A oferta dual com menor fatura mensal, para além das Tarifas Reguladas, é da Repsol (PLANO SANTANDER DUAL Mundo 123) com um valor de 275,31 euros/mês. Esta oferta comercial tem um valor 2% superior ao das Tarifas Reguladas.

Quadro 7-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Mercado Regulado	270,68 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
2	Repsol	275,31 € (2%)	PLANO SANTANDER DUAL Mundo 123	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
3	Eni Plenitude	280,86 € (4%)	TARIFA WEB FÁCIL PLUS	Simple	Padrão
4	GoldEnergy	281,14 € (4%)	Dual ACP 04/24	Bi-horária	Condicionada
5	G9 Energy	283,48 € (5%)	NET PROMO 7x7	Simple	Padrão
6	GALP	292,22 € (8%)	Galp & Continente ELE & GN (DD)	Bi-horária	Condicionada
7	EDP Comercial	303,67 € (12%)	GN Indexado médio + ELE Indexada média DD + FE	Bi-horária	Indexada
8	Endesa	316,71 € (17%)	Tarifa e-luz&gás + Plano amigo	Simple	Condicionada
9	YES ENERGY	327,51 € (21%)	Smartdual	Bi-horária	Padrão
10	Portulogos	344,31 € (27%)	Faro Fixo GO 30	Bi-horária	Fidelização

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 137 ofertas comerciais, nenhuma oferta apresenta um preço mais competitivo do que as Tarifas Reguladas.

Figura 7-18 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3



7.3.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE

7.3.2.1 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DE ELETRICIDADE

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

Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, observa-se que o diferencial entre a melhor oferta e a Tarifa Regulada aumentou no 4.º trimestre de 2024, para os consumidores tipo 1 e tipo 2, tendo-se mantido para o consumidor tipo 3.

No 4.º trimestre de 2024, a diferença entre a melhor oferta, de entre a totalidade das ofertas comerciais, e a oferta do Mercado Regulado corresponde a 3,76 euros/mês, 9,40 euros/mês e 17,57 euros/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente.

Figura 7-19 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 1

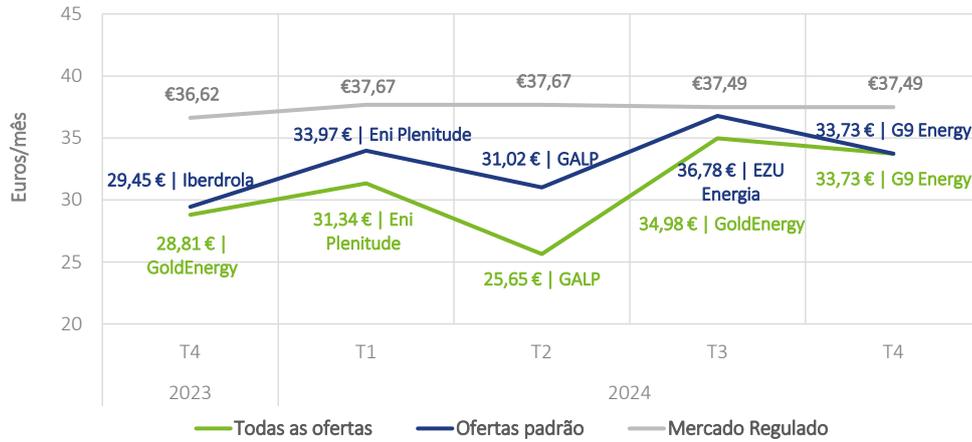


Figura 7-20 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 2

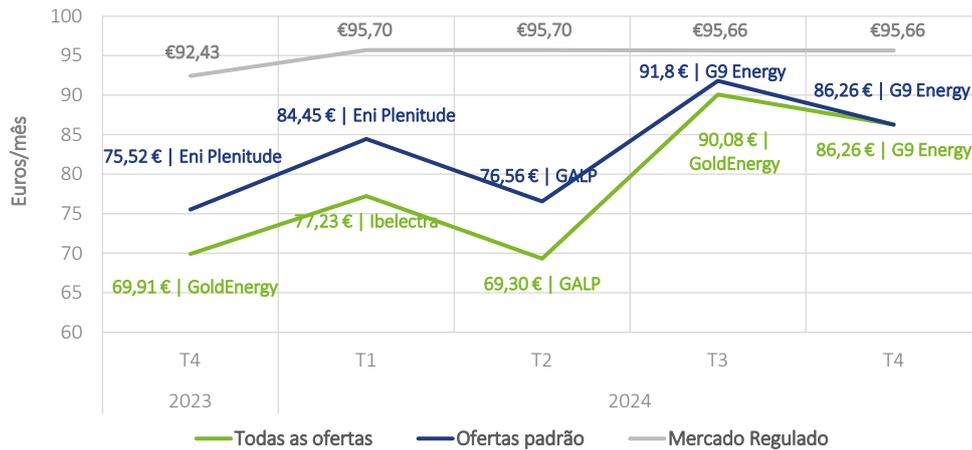
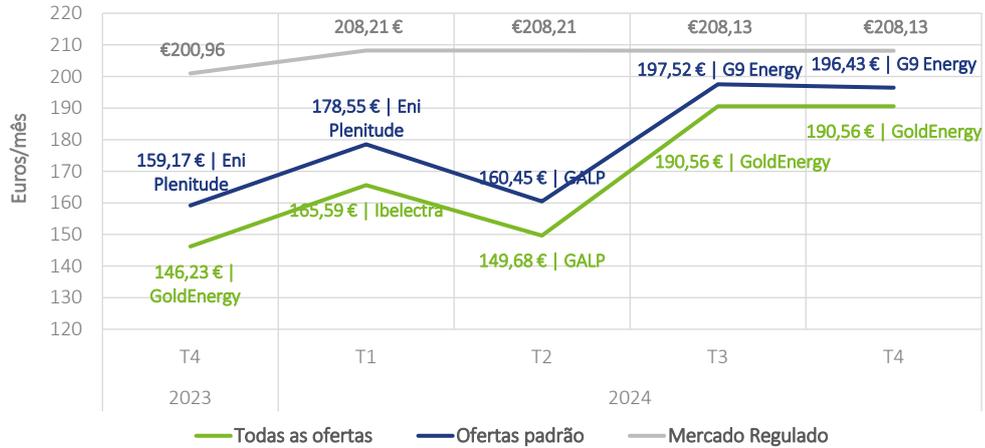


Figura 7-21 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 3



7.3.2.2 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DUAS

Depois da perda de competitividade registada no 3.º trimestre, as ofertas duais mais competitivas do mercado livre (ofertas padrão e todas as ofertas) voltam a apresentar um valor mais baixo do que as tarifas do Mercado Regulado, com a exceção do consumidor tipo 3.

No 4.º trimestre de 2024 verifica-se um aumento das Tarifas Reguladas associadas à oferta dual, em resultado da atualização das tarifas e dos preços regulados de gás em outubro de 2024.

Figura 7-22 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1

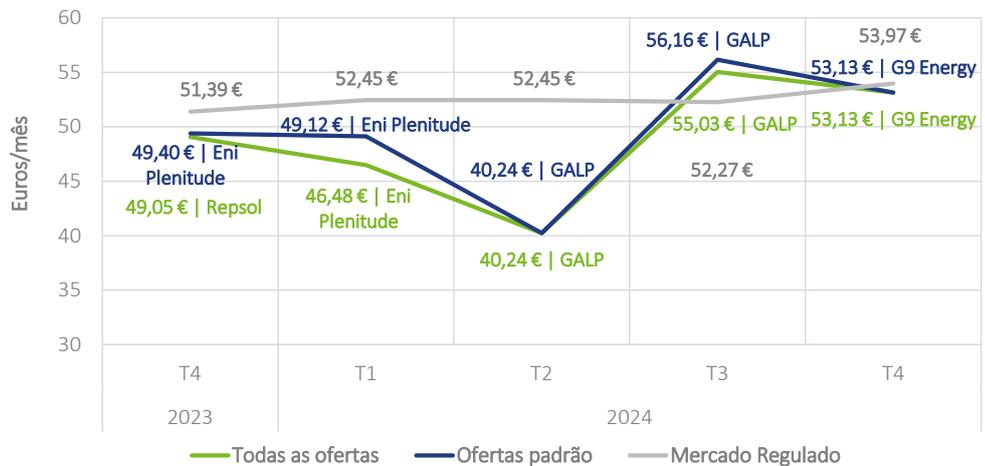


Figura 7-23 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2



Figura 7-24 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3



ANEXO I
SIGLAS

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

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

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

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

OUTRAS SIGLAS UTILIZADAS AO LONGO DO DOCUMENTO

CAE - contratos de aquisição de energia

CAPEX - custos de investimento

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

CMEC - custos para a manutenção do equilíbrio contratual

IEC - Imposto Especial de Consumo de Eletricidade

IVA - Imposto sobre o Valor Acrescentado

MIBEL - mercado ibérico de eletricidade

OPEX - custos de operação e manutenção

p.u. - por unidade

PPEC - Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia

PRG - produção com remuneração garantida

RA - Regiões Autónomas

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

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

Quadro II - 1 - Correspondência entre as três áreas de rede da opção tarifária por épocas e as seis áreas de rede apresentadas pela E-Redes

Área de rede da opção tarifária por épocas, nos termos do RT	Área de rede	Área de rede considerada como base para o piloto de 2018
A	Norte	Norte (DRCN), Porto (DRCP)
B	Centro	Lisboa (DRCL), Mondego (DRCM), Tejo (DRCT)
C	Sul	Sul (DRCS)

Quadro II - 2 - Classificação dos concelhos de acordo com as seis áreas de rede apresentadas pela E-Redes

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

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

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

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

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

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

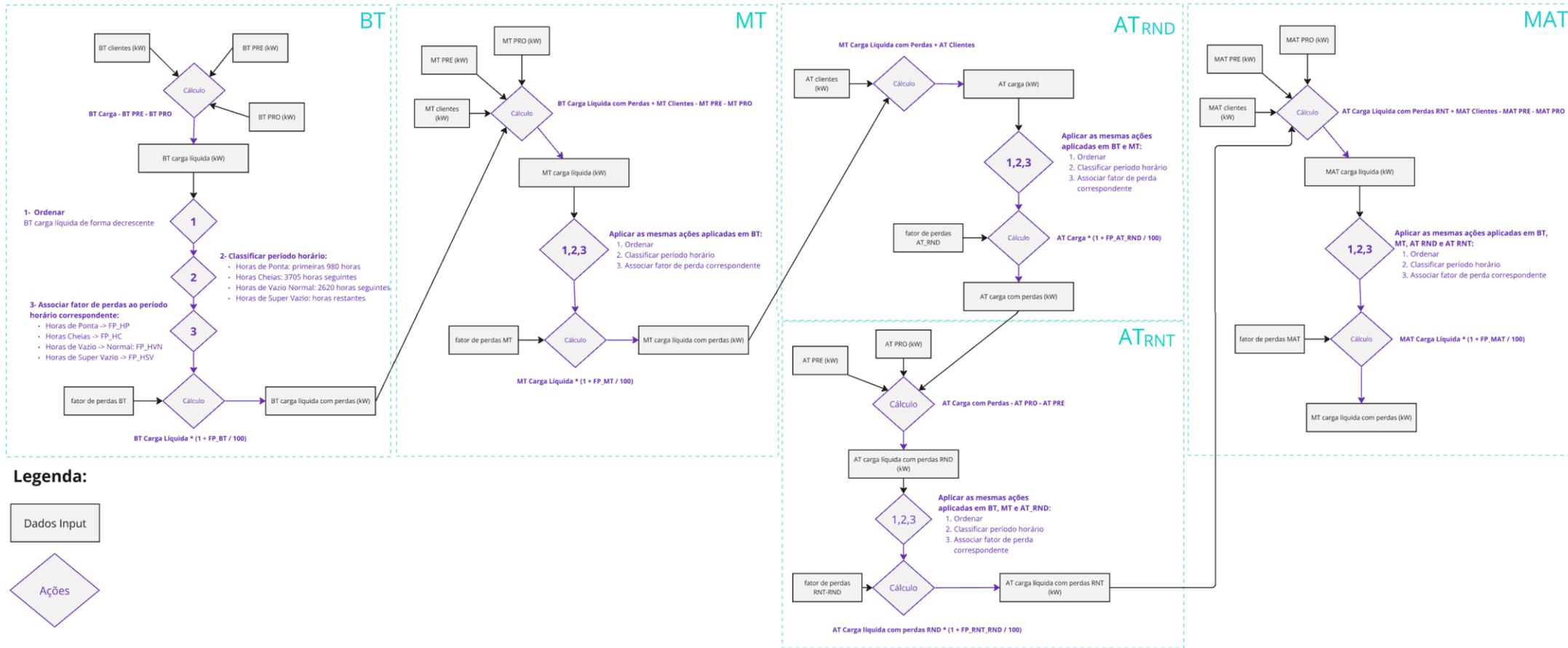
OBIDOS	Centro	DRCT
ODEMIRA	Sul	DRCS
ODIVELAS	Centro	DRCL
OEIRAS	Centro	DRCL
OLEIROS	Centro	DRCM
OLHAO	Sul	DRCS
OLIVEIRA DE AZEMEIS	Norte	DRCP
OLIVEIRA DE FRADES	Centro	DRCM
OLIVEIRA DO BAIRRO	Norte	DRCP
OLIVEIRA DO HOSPITAL	Centro	DRCM
OUREM	Centro	DRCT
OURIQUE	Sul	DRCS
OVAR	Norte	DRCP
PACOS DE FERREIRA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

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

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

ANEXO III
FLUXOGRAMA TRÂNSITO DAS REDES

Figura III - 1 - Fluxograma representativo do cálculo do trânsito das redes por nível de tensão



ANEXO IV

**GRÁFICOS RESULTADOS DO ESTUDO DE ATUALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS PARA AS
MÉTRICAS DE CONSUMO E PREÇO MIBEL**

MÉTRICA CONSUMO

Figura IV - 1 - Simulação do ciclo diário na hora legal de inverno, utilizando a métrica do consumo

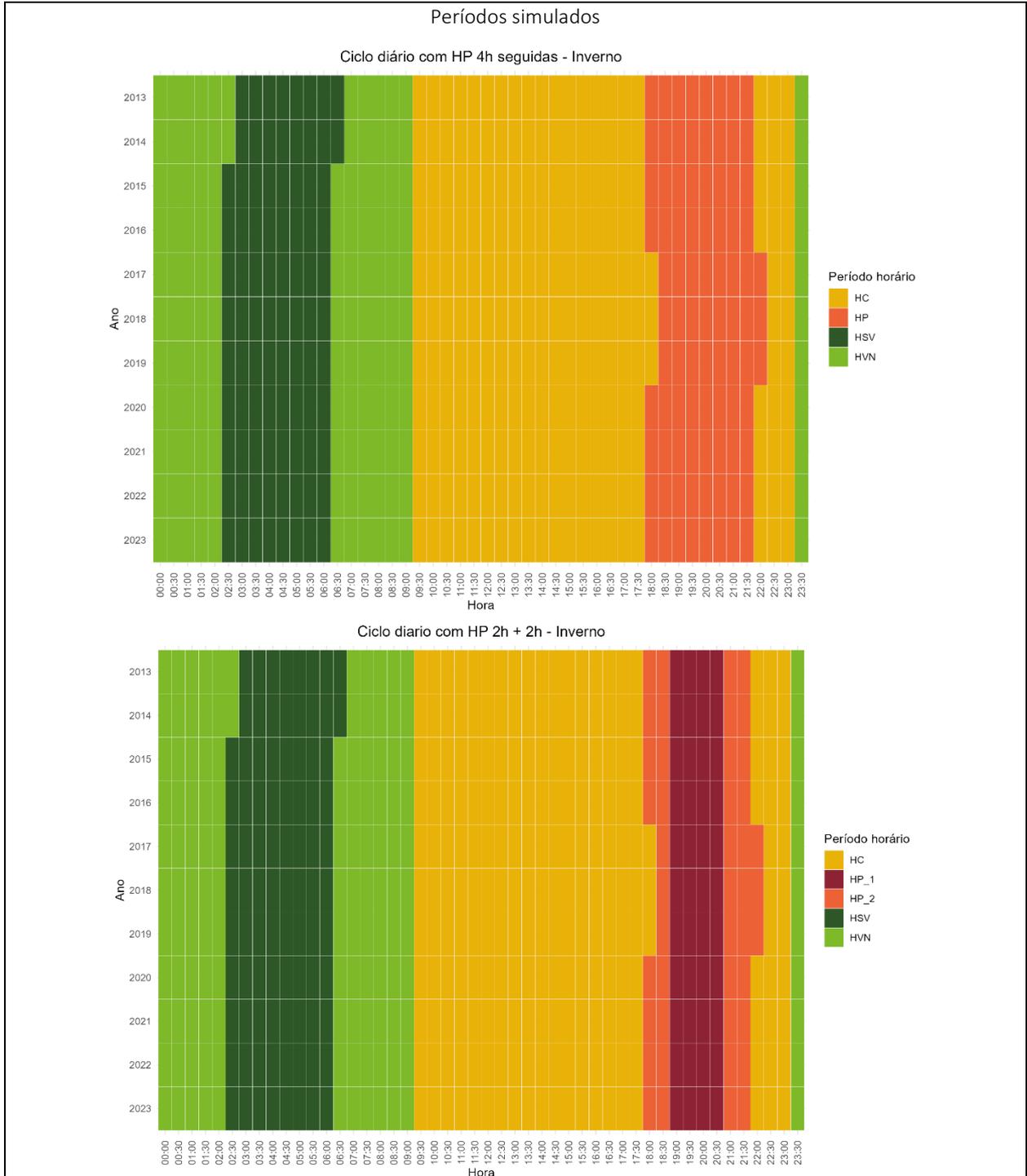


Figura IV - 2 - Simulação do ciclo diário na hora legal de verão, utilizando a métrica do consumo

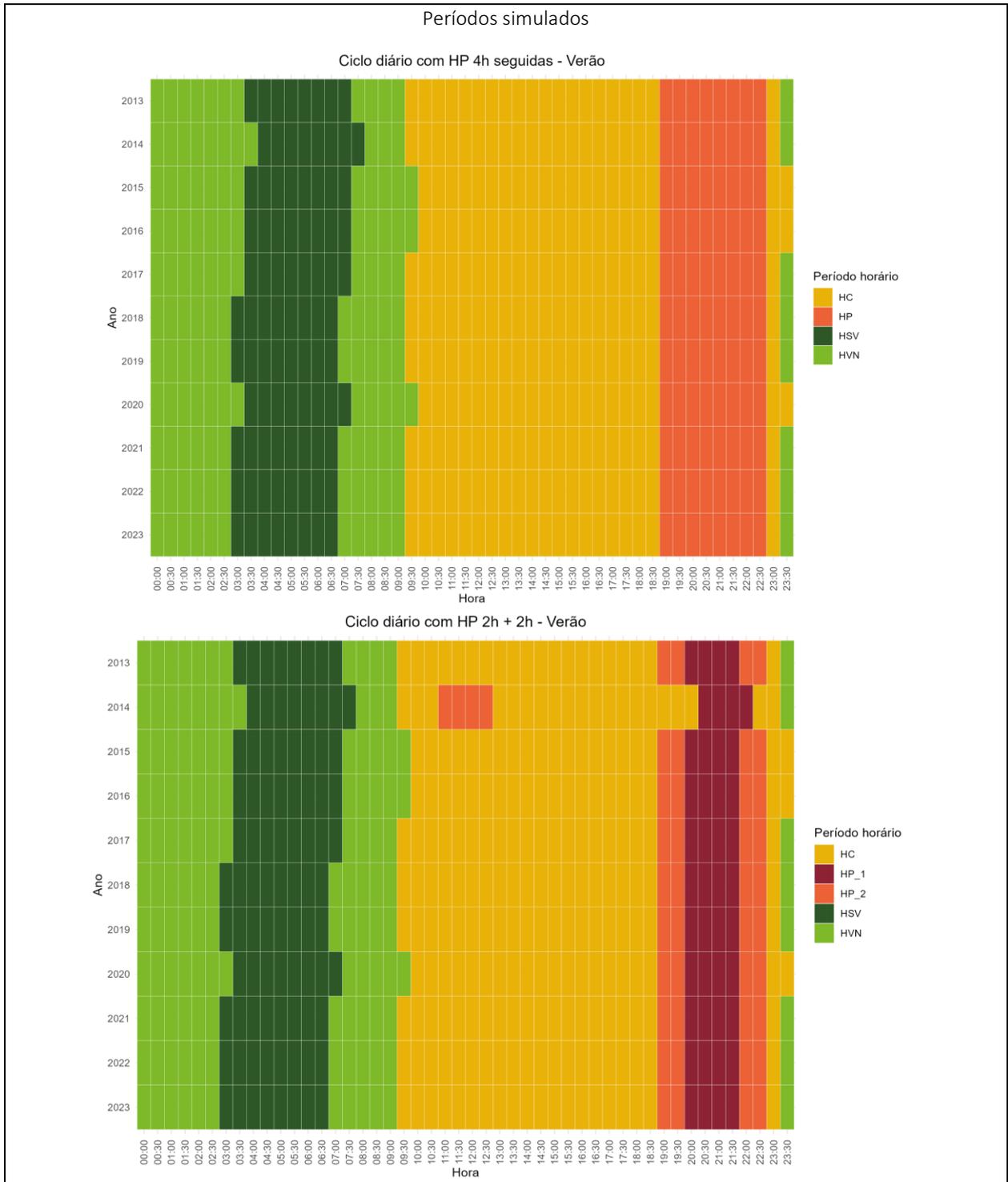


Figura IV - 3 - Simulação do ciclo semanal, nos dias úteis, utilizando a métrica do consumo

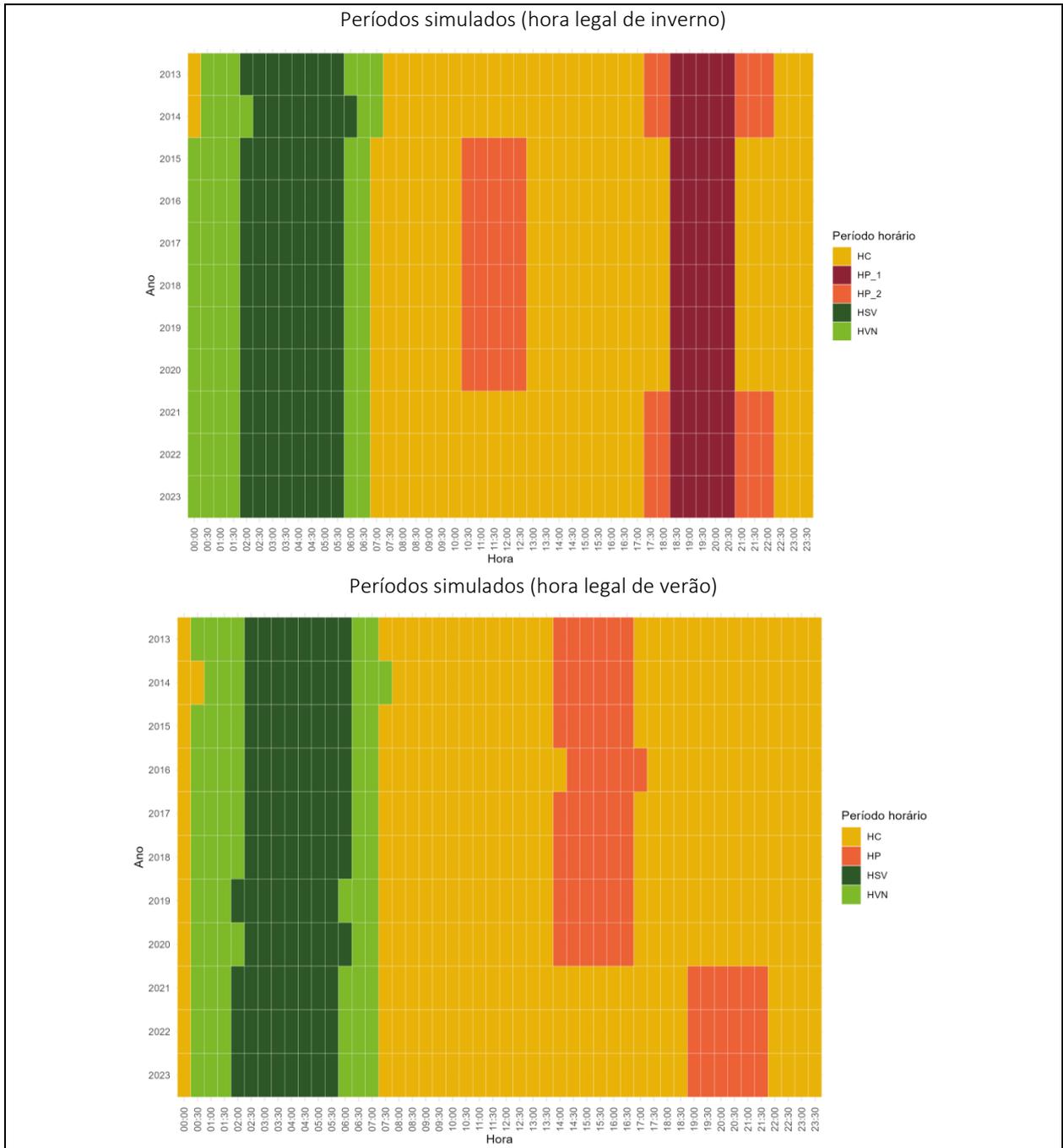


Figura IV - 4 - Simulação do ciclo semanal, nos sábados, utilizando a métrica do consumo

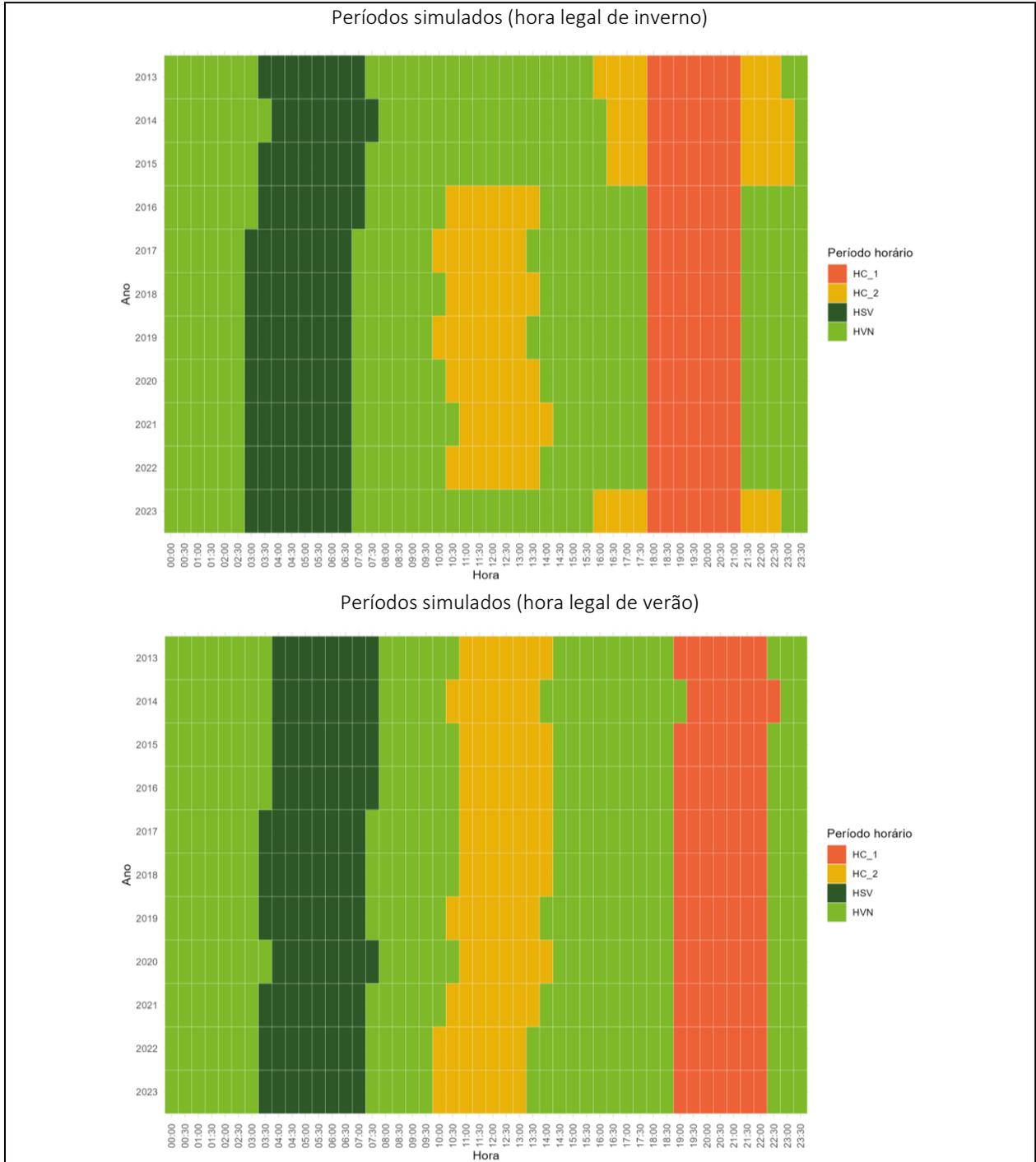


Figura IV - 6 - Simulação do ciclo semanal opcional, nos dias úteis, utilizando a métrica do consumo

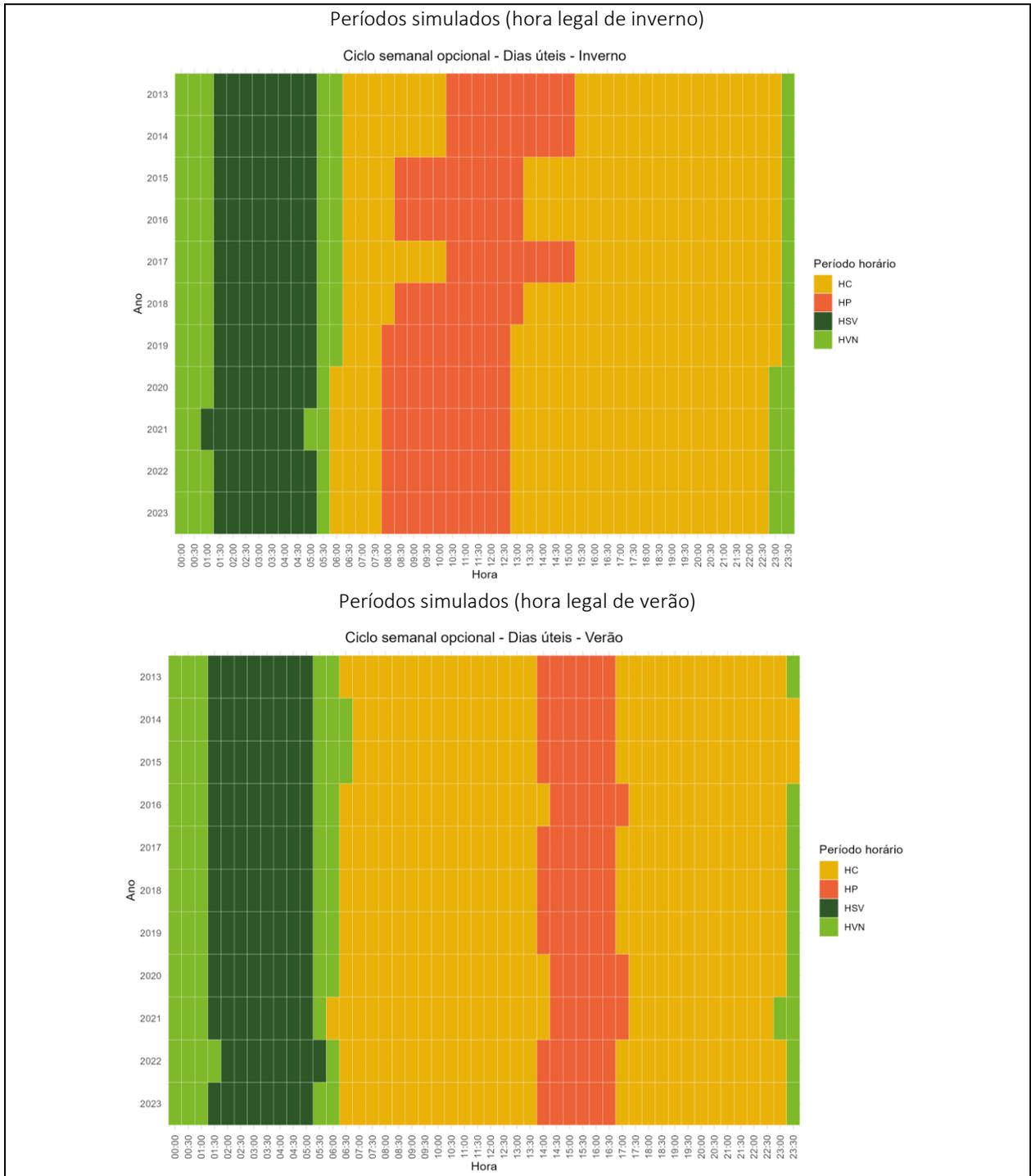


Figura IV - 7 - Simulação do ciclo semanal, nos sábados, utilizando a métrica do consumo

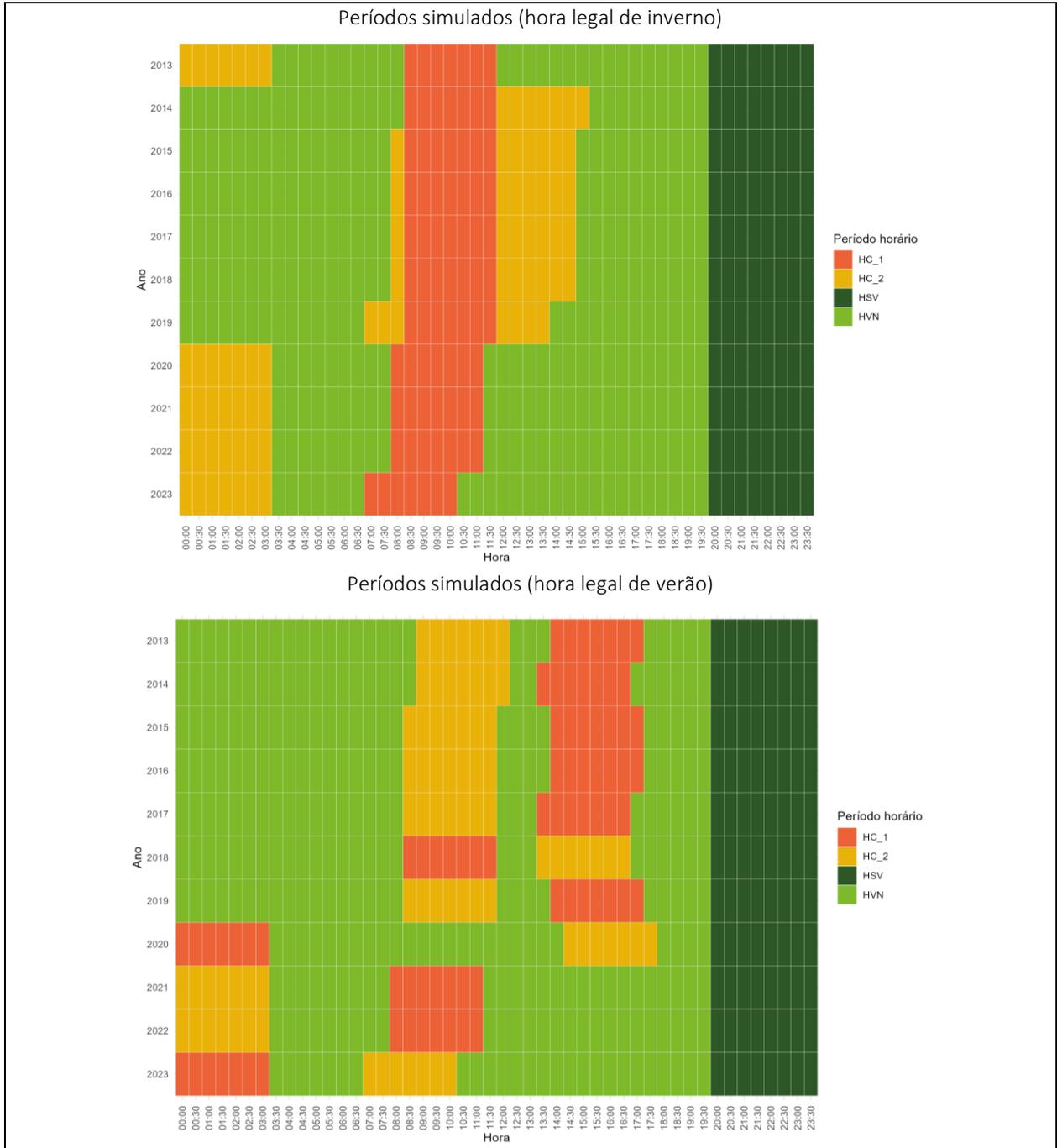
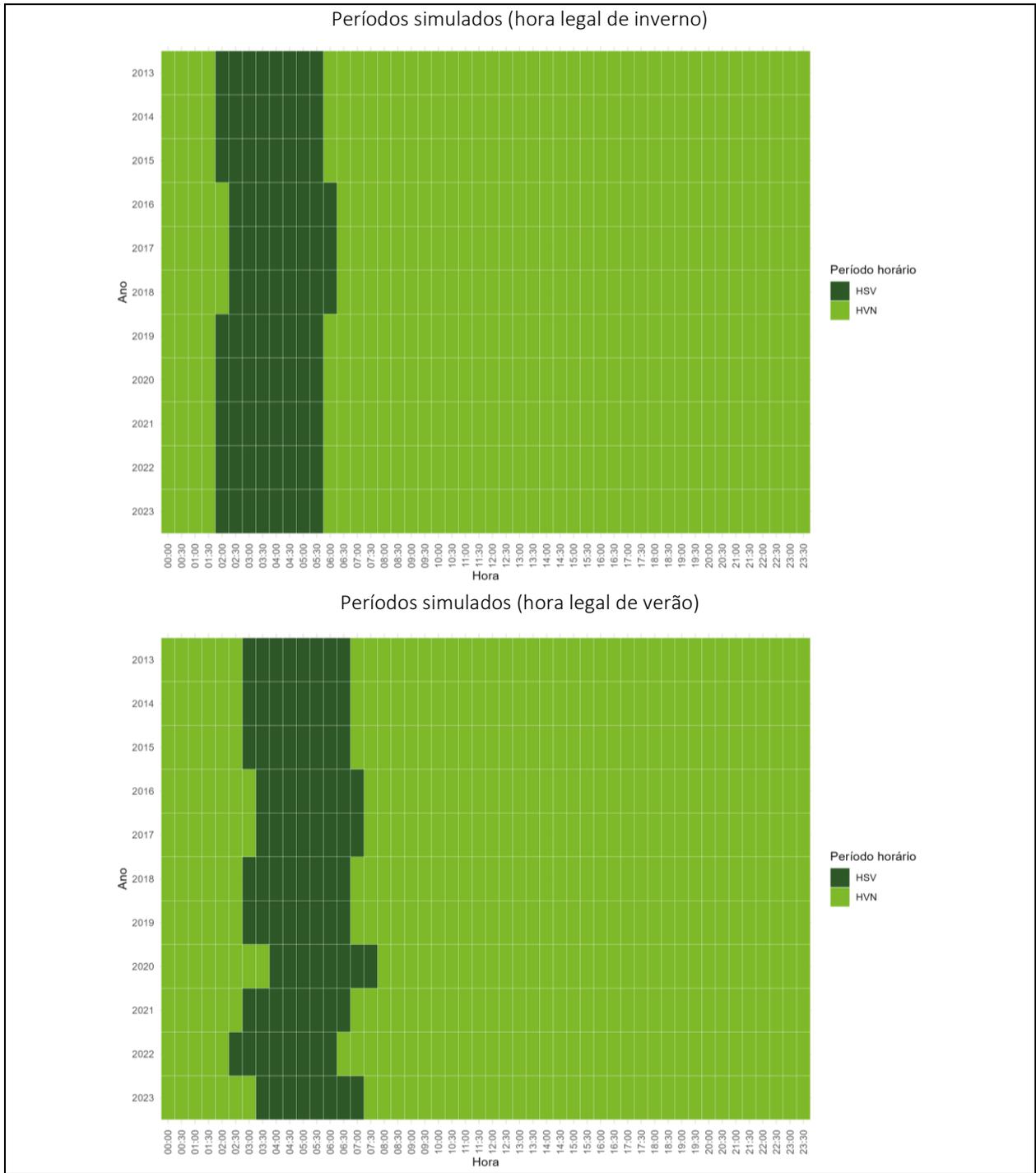


Figura IV - 8 - Simulação do ciclo semanal, nos domingos, utilizando a métrica do consumo



MÉTRICA PREÇO MIBEL

Figura IV - 9 - Simulação do ciclo diário na hora legal de inverno, utilizando a métrica do preço MIBEL

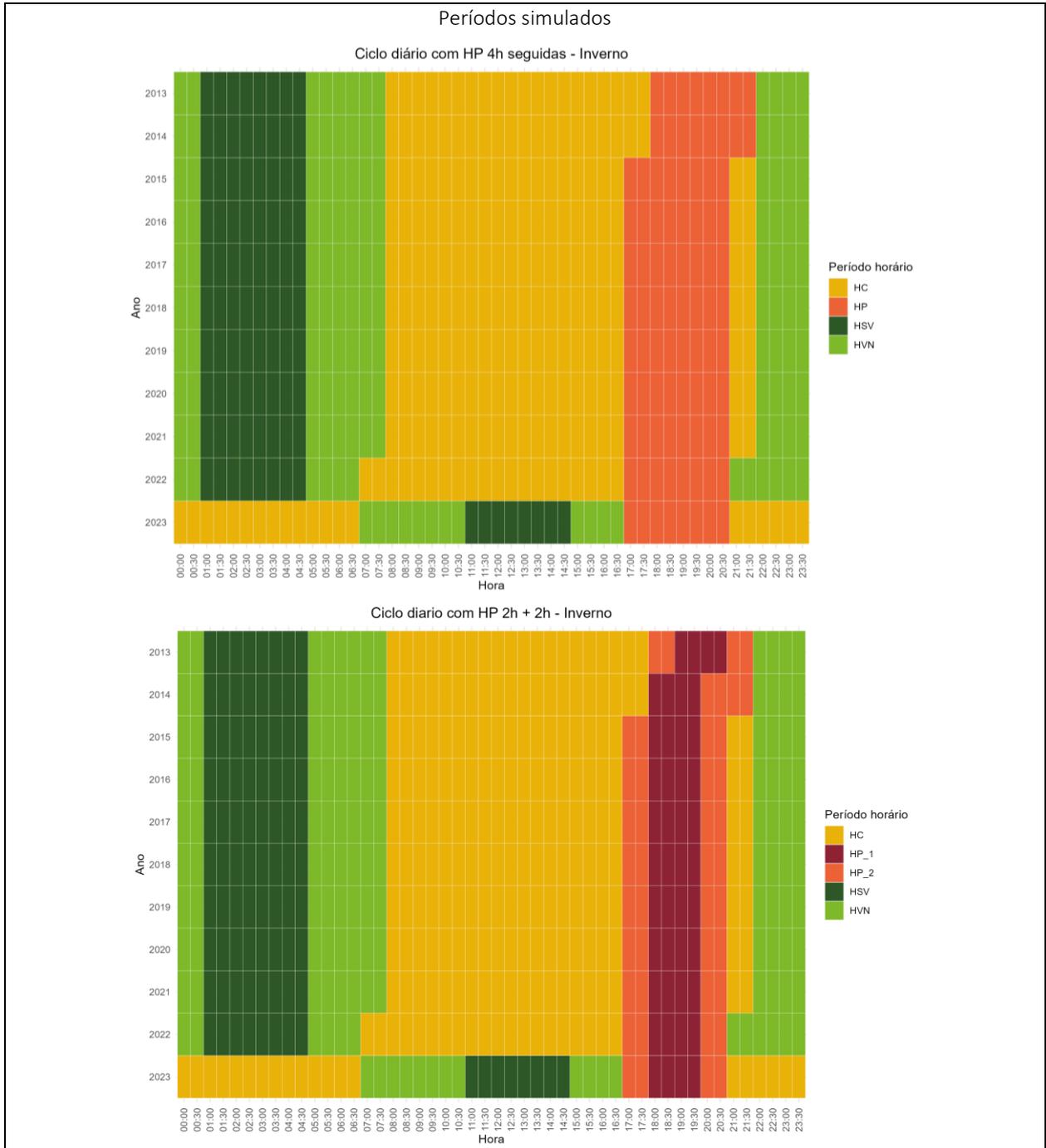


Figura IV - 10 - - Simulação do ciclo diário na hora legal de verão, utilizando a métrica do preço MIBEL

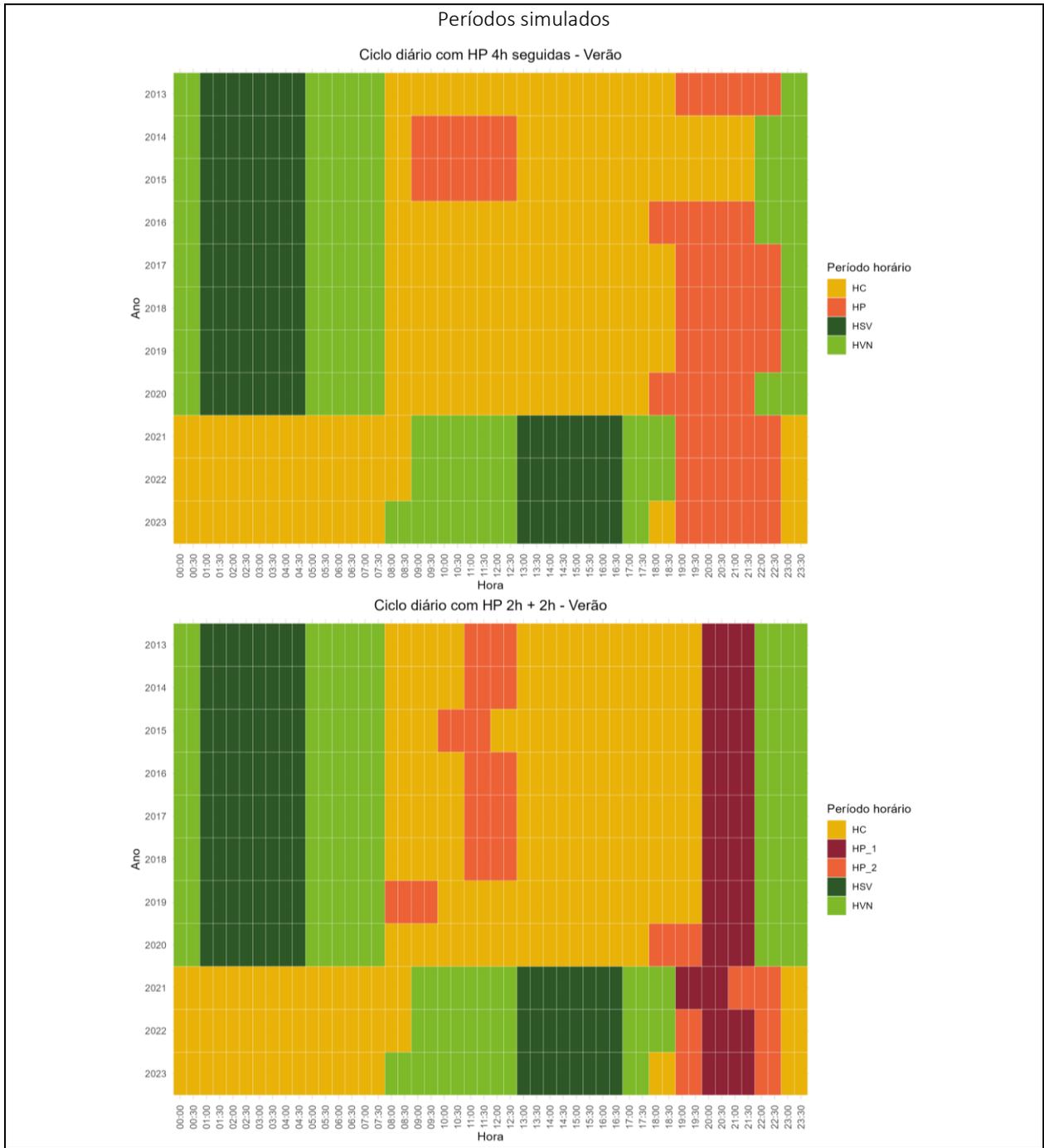


Figura IV - 11 - Simulação do ciclo semanal, nos dias úteis, utilizando a métrica do preço MIBEL

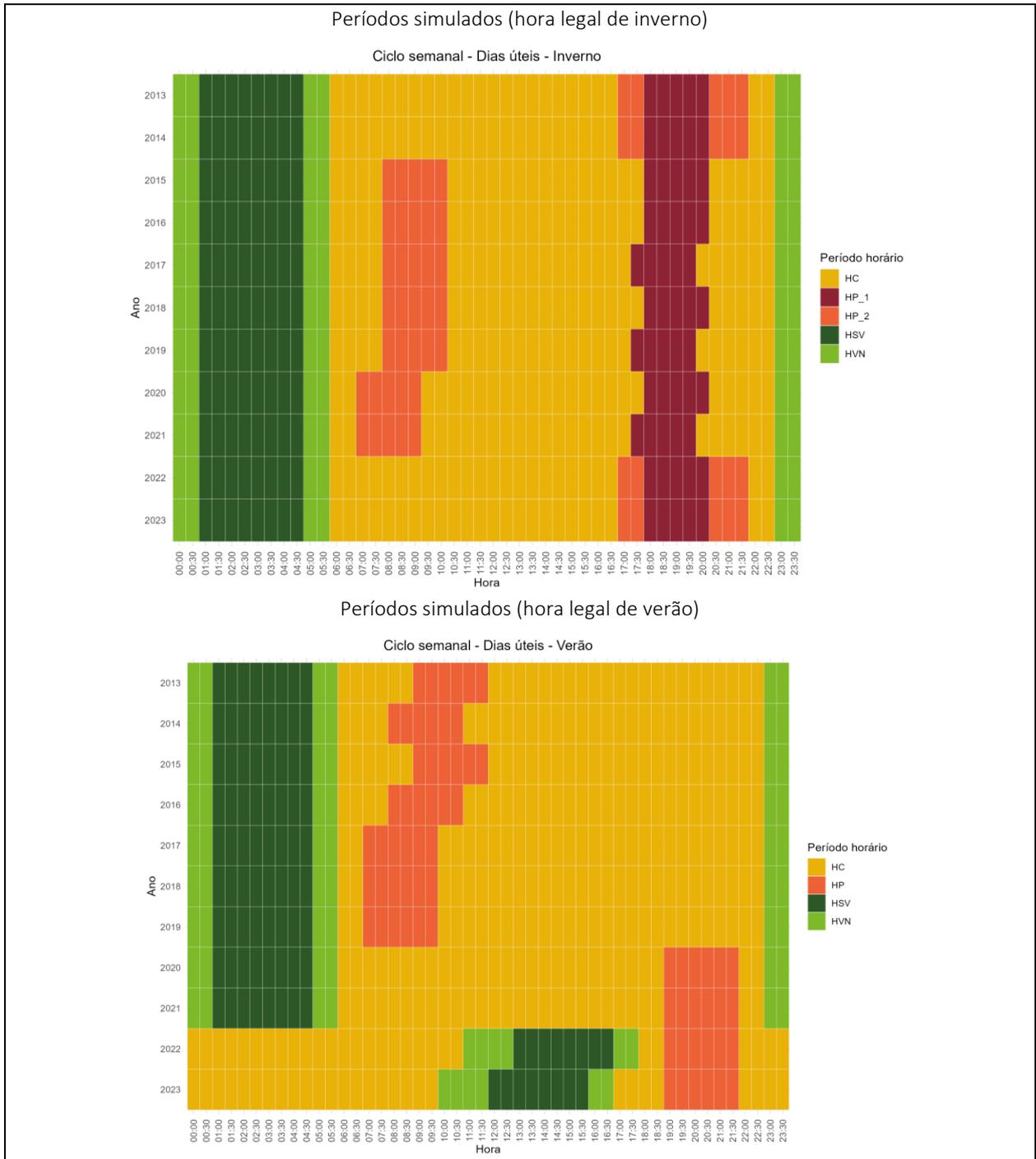


Figura IV - 12 - Simulação do ciclo semanal, nos sábados, utilizando a métrica do preço MIBEL

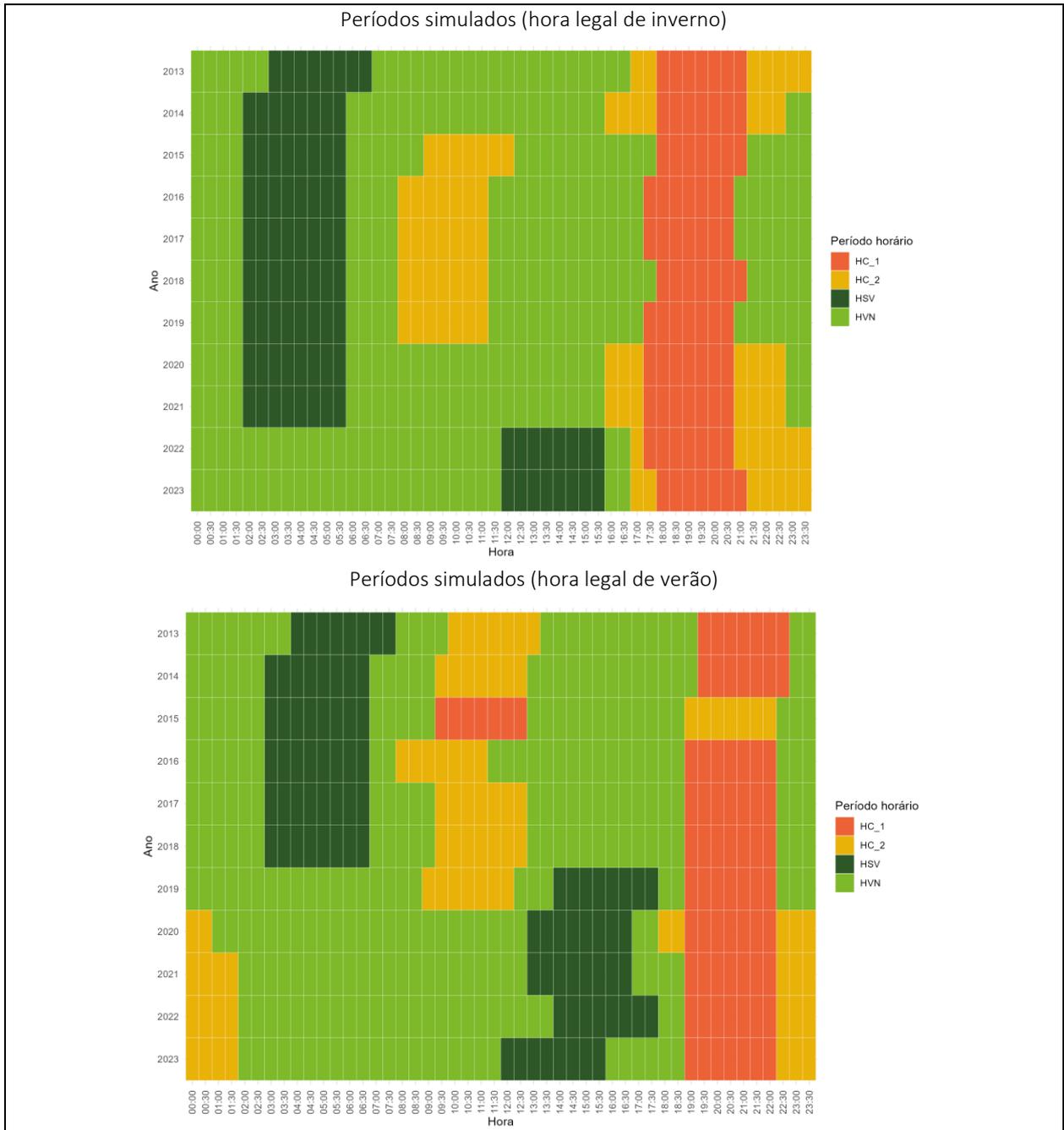


Figura IV - 13 - Simulação do ciclo semanal, nos domingos, utilizando a métrica do preço MIBEL

