

Consulta Pública n.º 137

Proposta de Atualização dos Períodos Horários em Portugal continental

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”¹

Ao CT compete, através das suas secções especializadas, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é obrigatório, aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

Através do seu Presidente, o Conselho de Administração da ERSE, por carta datada de 14 de novembro de 2025, solicitou² ao CT – Secção do Setor Elétrico – a emissão de parecer sobre a Consulta Pública n.º 137, que versa a **“Proposta de Atualização dos Períodos Horários em Portugal continental”**, devendo o mesmo ser emitido até 23 de janeiro de 2026, nos termos do n.º 3 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE³, do n.º 6 do artigo 207º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT)⁴.

I – ENQUADRAMENTO

1. Introdução

Na presente proposta em consulta pública, a ERSE assinala que a mesma se destina a promover a *“Atualização dos Períodos Horários em Portugal continental”*, com a finalidade de *“[...] incentivar a gestão eficiente do consumo de energia elétrica ao longo do tempo, deslocando o consumo para períodos em que a produção é mais barata ou as redes elétricas são menos utilizadas”*, tal como ocorre em vários países que aplicam preços diferenciados pela hora em que ocorre o consumo.

A proposta explicita que,

- a. *“Em Portugal continental, aproximadamente 10% dos clientes se encontram em opções tarifárias em que os preços são diferenciados consoante a hora em que ocorre o consumo. Como vários destes clientes são instalações empresariais com elevados consumos de energia, ligadas nos níveis de tensão superiores, estes 10% de clientes representam aproximadamente 69% do consumo de eletricidade no território continental.”*
- b. *“A estrutura tarifária do setor elétrico em Portugal é caracterizada, desde há muitos anos, por uma diferenciação de preços de acordo com o período horário do consumo.”*
- c. *Os períodos horários aprovados pela ERSE são de aplicação obrigatória na tarifa de Acesso às Redes (TAR) e, no caso dos clientes fornecidos em mercado regulado, também para efeitos dos preços de venda a clientes finais”.*

¹ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

² Comunicação do PCA da ERSE, de 14 de novembro de 2025, Ref.ª E-técnicos/ 2025/1854/PL/Msb

³ Aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente.

⁴ Aprovado pelo Regulamento n.º 1218/2025, de 7 de novembro, que veio revogar o Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho.

- d. Na mesma é assinalado que o Sistema Elétrico Nacional (SEN) tem registado alterações significativas nos padrões de consumo e de utilização das redes, impulsionadas por diversos fatores alinhados com os objetivos de neutralidade carbónica em 2050, destacando-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 através de fontes de energia renovável, particularmente a solar, que, dado tratar-se de produção distribuída, incluindo o autoconsumo, tem alterado os padrões dos trânsitos de energia elétrica nas redes.

2. A evolução histórica da estrutura tarifária, pode ser sintetizada:

- a. Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais (ponta, cheias, vazio normal e super vazio), previstos no RT, apresentam uma duração e localização diferenciada por ciclo de contagem.
- b. Com a publicação das tarifas de energia elétrica para o ano 2005⁵, passaram a vigorar três ciclos de contagem em Portugal continental, aprovados pela ERSE, nomeadamente o ciclo semanal, o ciclo semanal opcional e o ciclo diário:

- ✓ O ciclo diário caracteriza-se por uma duração e localização dos períodos horários iguais para todos os dias da semana, i.e., não apresenta diferenciação entre os dias úteis e os fins-de-semana, estando disponível apenas para consumidores em baixa tensão normal (BTN) e baixa tensão especial (BTE).
- ✓ O ciclo semanal e o ciclo semanal opcional caracterizam-se por uma duração e localização dos períodos horários diferenciadas por dias úteis, sábados e domingos.
- ✓ O ciclo semanal opcional só está disponível para os consumidores em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT) e média tensão (MT).

A duração e localização dos períodos horários varia também em função dos dois períodos de hora legal: inverno e verão.

- c. Em 2009 foi realizada uma revisão da localização dos períodos horários⁶.
- d. Adicionalmente, foi operacionalizada, em 2024, a opção tarifária por épocas das Tarifas de Acesso às Redes (TAR), 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 rede⁷.

⁵ Despacho n.º 26126-A/2004 (2.ª série), de 16 de dezembro, no n.º II.5 do Anexo.

⁶ 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.

⁷ Constante da secção 5.1 e o Anexo II do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025», de dezembro de 2024. A ERSE justifica a sua não implementação neste momento por já não existirem tarifas de acesso negativas.

- e. Os períodos horários aprovados pela ERSE são de aplicação obrigatória nas TAR e, no caso dos clientes fornecidos em mercado regulado, também para efeitos dos preços de venda a clientes finais (TVCF)⁸.
 - f. Para os clientes fornecidos em mercado liberalizado, os comercializadores podem oferecer períodos horários distintos para a componente de energia, a qual não inclui a parcela referente às TAR⁹.
 - g. Para os clientes fornecidos em BTN com uma potência contratada até 20,7 kVA, existem três opções tarifárias disponíveis:
 - ✓ A opção simples (sem diferenciação),
 - ✓ Bi-horária (com dois períodos horários: horas fora de vazio e horas de vazio),
 - ✓ Tri-horária (com três períodos horários: horas de ponta, horas cheias e horas de vazio).
 - h. Para os clientes fornecidos em BTN com uma potência contratada acima de 20,7 kVA, a discriminação é necessariamente tri-horária, sendo sempre tetra-horária para todos os clientes fora da BTN¹⁰.
3. Igualmente a ERSE explicita que:
- a. O preço da eletricidade no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) tem refletido essas dinâmicas, registando preços reduzidos em períodos de elevada produção renovável.
 - b. As redes são impactadas por essas mudanças, embora não necessariamente nos mesmos períodos.
 - c. Neste contexto, torna-se evidente que os períodos horários devem ser reavaliados, de forma a refletir as condições reais de utilização da rede e os custos subjacentes ao seu dimensionamento e operação.
 - d. A atualização da sua localização é, por isso, essencial para garantir que os sinais de preço incentivam um consumo eficiente, alinhado com a realidade técnica do sistema, contribuindo para a redução dos constrangimentos nas redes e para a otimização dos investimentos necessários para o seu reforço.
4. Com o objetivo de preparar a atualização dos períodos horários, a ERSE divulgou, em finais de 2024, um estudo exploratório visando a atualização dos períodos horários, o qual foi incluído no documento

⁸ No mercado regulado, os clientes são fornecidos por um comercializador de último recurso (CUR) e os preços de venda a clientes finais designam-se por tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (TTVCF). Após a extinção da TTVCF do respetivo nível de tensão, para os clientes que continuem a ser fornecidos por um CUR, os preços são designados por tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) no âmbito do fornecimento supletivo. No caso particular de clientes economicamente vulneráveis fornecidos por um CUR, os mesmos designam-se por tarifa social de Venda a Clientes Finais (TSVCF).

⁹ Isto significa que os comercializadores podem oferecer a um cliente, independentemente da sua opção tarifária na TAR, preços da componente de energia diferentes em cada hora do dia, como acontece no caso de ofertas a preço dinâmico, cujos preços decorrem dos preços horários no mercado à vista do MIBEL.

¹⁰ Na estrutura tetra-horária os períodos designam-se por horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio [RT art.º 36.º/3].

«Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025», e recebeu comentários do CT aquando da proposta tarifária.

5. A ERSE promoveu o desenvolvimento contínuo do estudo ao longo de 2025, tendo também em consideração os comentários do CT.
6. Considerando o anteriormente exposto, que constitui a base da decisão para o lançamento da presente Consulta Pública, o CT regista positivamente as melhorias introduzidas pela ERSE à sua proposta, salientando o contributo dos comentários deste Conselho, durante o período regulatório que findou em dezembro de 2025.
7. Esta proposta de novos períodos horários incidu exclusivamente sobre o território continental, considerando que o contexto nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira exige adaptações metodológicas:
 - a. Por um lado, sendo os preços de energia elétrica integralmente regulados nas Regiões Autónomas (RA), os períodos horários aplicam-se necessariamente sobre o preço total de fornecimento e não apenas sobre as TAR.
 - b. Por outro lado, para a componente de energia não se dispõe de um referencial de mercado para incorporar uma estrutura horária dos preços de energia ativa. Acresce a este ponto que cada RA é constituída por mais do que uma ilha, sem que exista interligação entre as mesmas.

A adequação da metodologia a estes desafios exigirá um trabalho em separado.

8. Finalmente a ERSE lança 2 temas:
 - a. O primeiro, não explicitamente abordado na documentação apresentada, é a monitorização dos impactos da atualização dos períodos horários ao nível do comportamento da procura.

Para se avaliar, posteriormente, a elasticidade da procura a esta alteração, ou seja, qual o contributo da atualização dos períodos horários para a alteração de consumos, será necessário estabelecer abordagens estatísticas e/ou econométricas, para conseguir isolar este efeito de outros que irão coincidir no momento da implementação, tais como alterações no nível de preços das TAR ou da componente de energia.

De acordo com a ERSE o envolvimento da academia pode ter um contributo relevante neste exercício de monitorização *ex post*.

- b. O segundo incorpora a ponderação dos riscos de definir períodos horários com poucos patamares de preços, uma vez que os mesmos podem incentivar a sincronização de consumos, especialmente com recurso a tecnologias de automação e de baterias para o armazenamento de energia.

Estes desenvolvimentos podem permitir que um grande número de cargas varie no mesmo instante, por exemplo com o início do período de vazio, em particular no carregamento de veículos elétricos.

A simultaneidade de um número elevado de cargas pode perturbar a estabilidade da rede elétrica.

Soluções a ponderar, no futuro, para responder a este desafio, podem passar pelo controlo de certos tipos de carga ou por uma diferenciação distinta dos períodos horários, eventualmente com uma definição dinâmica ou diferenciação geográfica.

II-ESPECIALIDADE

A. Ponto Prévio

Em resultado do exposto no capítulo anterior, Introdução, entende o CT que a abordagem de análise à presente Proposta deve ser segmentada em 2 blocos, com base em:

- Tipificação de clientes por nível de fornecimento, opção tarifária e ciclo de contagem em 2024;
- Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição de períodos horários.

Quadro 2-1 - Tipificação de clientes por nível de fornecimento, opção tarifária e ciclo de contagem, em 2024

Ciclo de contagem	Número de contratos				Ciclo de contagem (%)
	BTN (s/IP)	BTN (IP)	BTE	MT/AT/MAT	
Sem ciclo	5 907 676	5 730	-	-	90,41%
Diário	303 417	20 247	29 078	-	5,39%
Semanal	201 926	33 698	11 976	25 104	4,17%
Semanal opcional	-	-	-	1 848	0,03%
Semanal por épocas	-	-	-	20	0,0003%
Nível de fornecimento (%)	98,05%	0,91%	0,63%	0,41%	100,00%

Opção tarifária	Número de contratos				Opção tarifária (%)
	BTN (s/IP)	BTN (IP)	BTE	MT/AT/MAT	
Simples	5 907 676	5 730	-	-	90,41%
Bi-horário	395 993	11 850	-	-	6,24%
Tri-horário	109 350	42 095	-	-	2,32%
Tetra-horário	-	-	41 054	26 972	1,04%
Nível de fornecimento (%)	98,05%	0,91%	0,63%	0,41%	100,00%

Nota: BTN – Baixa Tensão Normal; IP – Iluminação Pública; BTE – Baixa Tensão Especial; MT – Média Tensão; AT – Alta Tensão; e MAT – Muito Alta Tensão.

Quadro 2-2 - Energia consumida em Portugal continental por nível de fornecimento e opção tarifária, estimada para 2025

Opção Tarifária	Energia						Opção tarifária (%)
	BTN (s/IP)	BTN (IP)	BTE	MT	AT	MAT	
Simples	30,93%	0,09%	-	-	-	-	31,02%
Bi-horário	4,11%	0,13%	-	-	-	-	-
Tri-horário	4,75%	1,36%	-	-	-	-	68,98%
Tetra-horário	-	-	7,11%	31,86%	14,42%	5,24%	-
Energia por nível de tensão (%)	39,80%	1,57%	7,11%	31,86%	14,42%	5,24%	100,00%

Nota: Valores estimados pela ERSE para 2025.

Quadro 2-3 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários

Portugal continental
Clientes em MAT, AT e MT: - Ciclo Semanal - Ciclo Semanal opcional - Ciclo Semanal por épocas
Clientes em BTE e BTN: - Ciclo Semanal - Ciclo Diário

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

Fonte: documento justificativo da atualização dos períodos horários em Portugal continental

Assim:

- 1º Bloco versará BTN(s/IP);
- 2º Bloco incidirá em BTN(IP), BTE, MT, AT e MAT.

B. Metodologia e pressupostos

B.1. Metodologia de cálculo dos custos incrementais

1. A abordagem principal adotada pela ERSE, baseou-se na análise dos custos incrementais das redes, com o objetivo de refletir os custos associados à utilização das infraestruturas de transporte e de distribuição de energia elétrica.
2. Segundo a ERSE, a metodologia para o cálculo dos custos incrementais das redes por si realizada encontra-se dividida em quatro etapas:
 - (I) é reunida a informação dos consumos e da geração distribuída, para cada nível de tensão;
 - (II) determinam-se os diagramas de trânsito de energia nas redes de transporte e de distribuição;
 - (III) determinam-se os diagramas classificados dos trânsitos de energia, em que os intervalos temporais são ordenados de forma a obter a curva decrescente dos trânsitos de energia;
 - (IV) com base nos diagramas classificados, cada período de 15 minutos é classificado como «hora de ponta», «hora cheia», «hora de vazio normal» ou «hora de super vazio», em função do respetivo nível de trânsito, o que permite afetar esses períodos dos respetivos fatores de ajustamento para perdas.
3. O CT concorda com a metodologia empregue, considerando-a apta ao cálculo dos sinais de preço que resultam dos custos das redes.

B.2. Cálculo do trânsito de energia e dos custos incrementais das redes

1. A análise efetuada pela ERSE ao trânsito de energia nas redes utilizou como principal fonte de informação os diagramas de carga com desagregação quarto-horária enviados pela E-REDES, reportados aos anos de 2014 a 2024 para o consumo e a geração distribuída.

Com base nestes dados e na recolha dos preços horários do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), a ERSE determinou os trânsitos de energia, em valores anuais de energia (TWh), sendo os resultados apresentados no quadro seguinte:

Quadro 3-2 - Consumo, geração distribuída e trânsitos de energia em Portugal continental, por ano

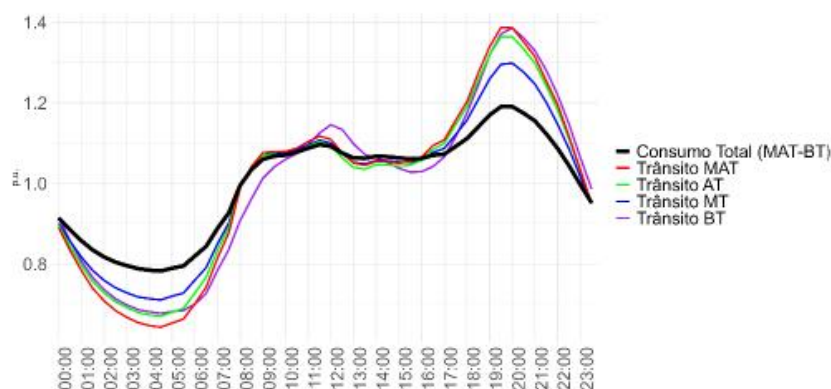
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Valores em TWh</i>											
Consumo	46,69	46,00	45,81	48,29	49,28	47,63	47,40	45,96	47,60	47,21	47,96
Geração distribuída	23,23	20,83	22,48	20,97	22,40	23,43	22,58	22,82	21,19	21,88	25,54
Trânsito de energia em MAT	28,07	29,73	27,81	32,09	31,75	28,84	29,44	27,66	31,17	30,04	27,10
Trânsito de energia em AT	29,90	31,10	29,61	33,81	33,57	31,11	30,99	29,63	32,62	31,65	30,64
Trânsito de energia em MT	36,25	36,16	35,73	38,62	39,11	37,13	37,02	35,66	38,20	37,62	37,55
Trânsito de energia em BT	25,69	24,86	24,68	25,39	26,27	25,30	25,10	25,19	25,67	25,73	25,91

Fonte: Dados E-Redes para Portugal continental (consumo, geração distribuída) e cálculos ERSE (trânsitos de energia nas redes).

Fonte: ERSE, “Consulta Pública 137 – Documento Justificativo da Atualização dos Períodos Horários em Portugal Continental”, pág. 22.

- Para a proposta final dos novos períodos, a ERSE considerou a média dos três anos mais recentes (2022 a 2024). A figura seguinte apresenta os perfis diários médios nesse período para o consumo total e trânsitos em cada nível de tensão:

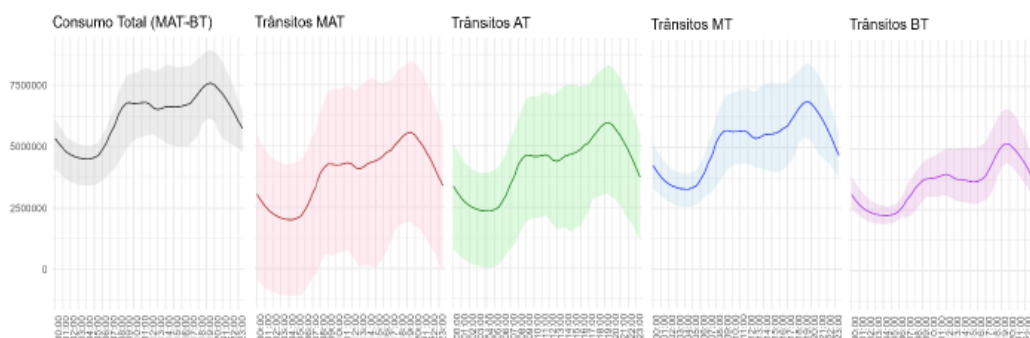
Figura 3-1 - Perfil médio diário do consumo total e dos trânsitos nas redes, por nível de tensão, no período de 2022 a 2024



Fonte: ERSE, “Consulta Pública 137 – Documento Justificativo da Atualização dos Períodos Horários em Portugal Continental”, pág. 24.

- Analisando a figura, o CT secunda o entendimento da ERSE que o perfil dos trânsitos de energia acompanha de forma muito próxima o perfil do consumo total, nomeadamente naquilo que é a localização dos períodos de maior e menor utilização, respetivamente.
- Atendendo aos gráficos de dispersão dos consumos e trânsitos dos dias úteis dos meses de dezembro a fevereiro apresentados pela ERSE (infra), o CT regista que o trânsito em MAT apresenta a maior variabilidade, derivado de agregar as flutuações de toda a geração distribuída e de todo o consumo dos níveis a jusante, demonstrando flutuações significativas nos trânsitos.
- De acordo com a ERSE, o trânsito em BT é o que apresenta o perfil mais estável e previsível, com um pico no final da tarde, compatível com os hábitos de consumo doméstico.

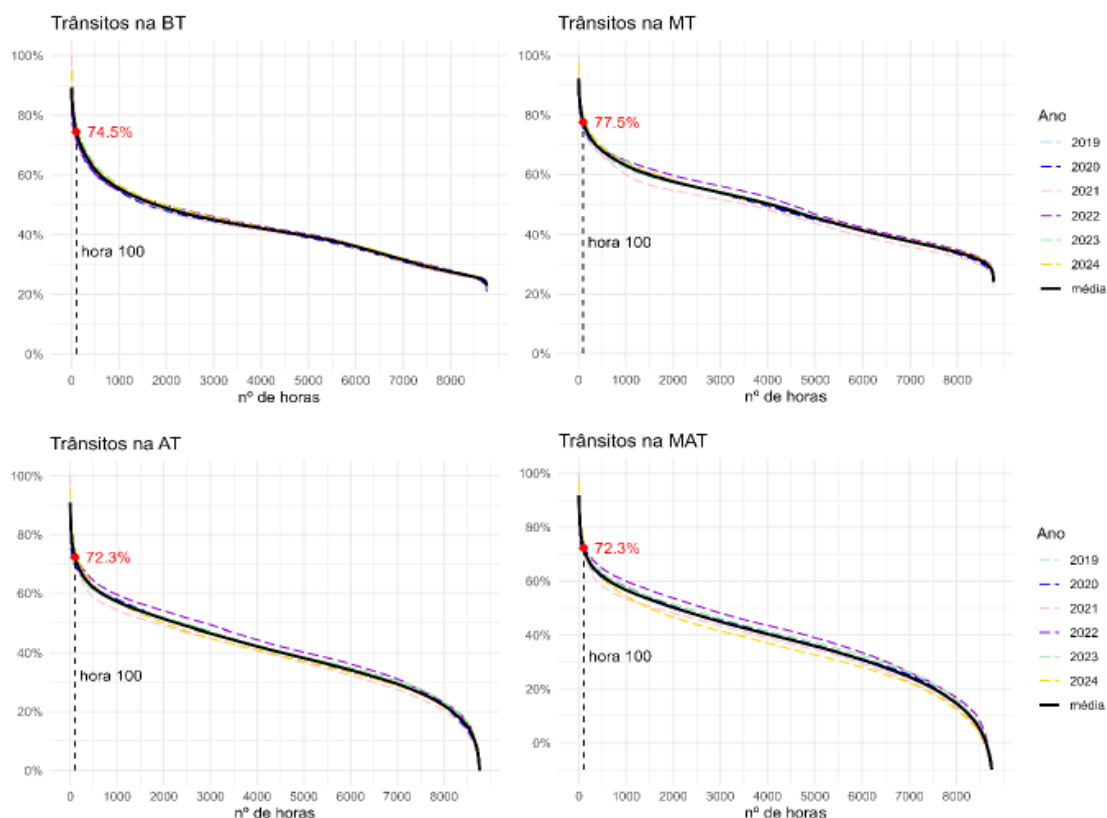
Figura 3-2 - Representação do consumo total e respetivos trânsitos nas redes nos dias úteis dos meses de dezembro a fevereiro, nos anos de 2022 a 2024



Fonte: ERSE, “Consulta Pública 137 – Documento Justificativo da Atualização dos Períodos Horários em Portugal Continental”, pág. 24.

6. Em função do trânsito nas redes apurado, todos os períodos de 15 minutos do ano foram ordenados de acordo com a seguinte distribuição anual:
- Horas de ponta: 100 horas (400 períodos de 15 minutos);
 - Horas cheias: 4 585 horas (18 340 períodos de 15 minutos);
 - Horas de vazio normal: 2 620 horas (10 480 períodos de 15 minutos);
 - Horas de super vazio: 1 455 horas (5.820 períodos de 15 minutos).
7. Para esta análise sustenta a ERSE limitar as horas de ponta a um máximo de 100 horas anuais, ao invés das 980 que historicamente foram referenciadas, afirmando que a abordagem anterior tendia a incluir um número elevado de horas com níveis de trânsito relativamente modestos, e dispersos por muitas horas ao longo do dia, diluindo o sinal económico associado aos momentos verdadeiramente críticos de utilização da rede.
8. Mais afirma que esta opção decorre, principalmente, da análise dos diagramas de carga de trânsito em cada nível de tensão, demonstram que os picos efetivos de carga e utilização da infraestrutura ocorrem num número significativamente reduzido de horas, conforme a seguinte figura:

Figura 3-3 - Diagramas classificados de trânsitos, por nível de tensão, de 2019 a 2024



Fonte: ERSE, “Consulta Pública 137 – Documento Justificativo da Atualização dos Períodos Horários em Portugal Continental”, pág. 27.

9. Refere ainda a ERSE ter balizado a escolha do número das 100 horas anuais, no facto desse valor ter sido o escolhido como a duração anual máxima para ativar horas de ponta crítica, na proposta de projeto-piloto para uma TAR dinâmica, apresentada em 2018.
10. O CT salienta que o referido projeto-piloto tinha como pressuposto que as 100 horas fossem ativadas entre 16 a 20 dias críticos, visando testar a aplicação da metodologia do tipo '*Critical Peak Rebate*'.
11. O CT recomenda que a ERSE assegure que o número de horas de ponta se baseie e se aproxime o mais possível dos períodos com maior trânsito na rede.
12. Finalmente, aos períodos classificados como horas de ponta, aplicou-se o custo incremental da potência nos períodos horários e o custo marginal da energia ativa, ajustado pelo fator de perdas, ambos medidos em EUR/kWh, determinando-se de seguida um indicador agregado para o custo incremental das redes, que pondera os custos incrementais das redes dos vários níveis de tensão pelos respetivos consumos agregados dos clientes, de acordo com a seguinte fórmula:

- Ciclo diário:

$$CI_t^{\text{Redes}} = CI_{BT,t}^{\text{Redes}}$$

- Ciclo semanal:

$$CI_t^{\text{Redes}} = CI_{BT,t}^{\text{Redes}} \cdot \alpha_{BT,t} + CI_{MT,t}^{\text{Redes}} \cdot \alpha_{MT,t} + CI_{AT,t}^{\text{Redes}} \cdot \alpha_{AT,t} + CI_{MAT,t}^{\text{Redes}} \cdot \alpha_{MAT,t}$$

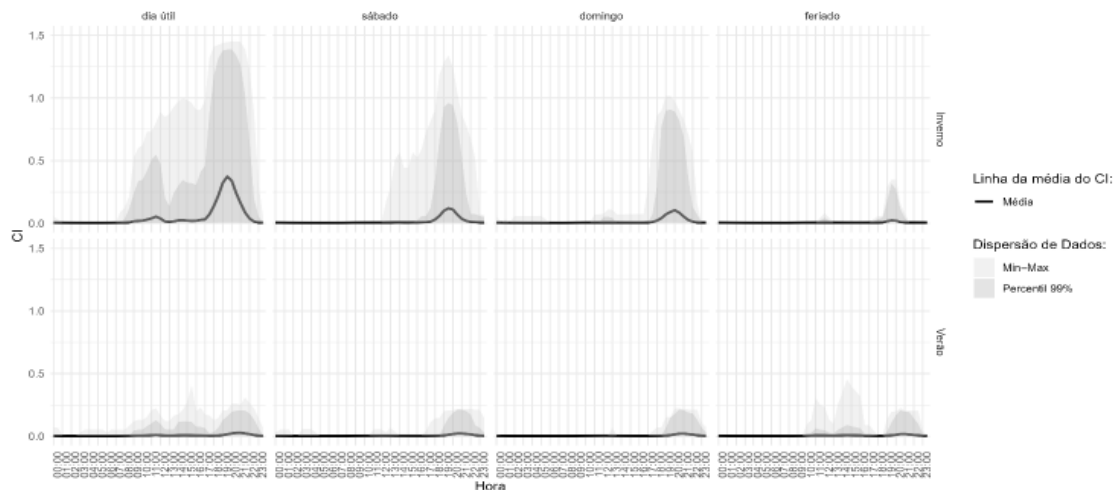
- Ciclo semanal opcional e semanal por épocas:

$$CI_t^{\text{Redes}} = CI_{MT,t}^{\text{Redes}} \cdot (\alpha_{BT,t} + \alpha_{MT,t}) + CI_{AT,t}^{\text{Redes}} \cdot \alpha_{AT,t} + CI_{MAT,t}^{\text{Redes}} \cdot \alpha_{MAT,t}$$

Fonte: ERSE, "Consulta Pública 137 – Documento Justificativo da Atualização dos Períodos Horários em Portugal Continental", pág. 29.

13. Com base nos gráficos de distribuição horária (infra) resultantes do indicador CI_t^{Redes} , a ERSE conclui que os dias úteis apresentam picos mais pronunciados, sobretudo nas horas do final da tarde (máximo absoluto) e durante as primeiras horas da manhã (máximo relativo).

Figura 3-4 - Distribuição horária do custo incremental das redes no ciclo semanal



Fonte: ERSE, “Consulta Pública 137 – Documento Justificativo da Atualização dos Períodos Horários em Portugal Continental”, pág. 31.

14. Tal como referido, e de acordo com a ERSE, a presente proposta adota uma abordagem mais seletiva e representativa da realidade operacional do sistema elétrico, restringindo a classificação de hora de ponta às 100 horas anuais com maior trânsito de energia.

15. O CT realça que a proposta da ERSE de alteração dos períodos horários desenvolvida nos pontos seguintes, mantém o número de horas dos vários períodos estabelecidos no RT, nomeadamente a referência de aproximadamente 980 horas de ponta anuais.

Neste sentido, o CT entende que a ERSE deverá esclarecer a relação entre os pressupostos considerados de 100 horas de ponta anuais e a proposta apresentada que mantém o número de horas de ponta atual.

16. Por fim, o CT recomenda que a ERSE, na metodologia subjacente:

- (i) Detalhe o tratamento e considere a evolução da produção renovável, em particular fotovoltaica e eólica, dado o seu impacto nos trânsitos nas redes;
- (ii) Complemente a média dos três anos (2022-2024) com análises que permitam identificar fenómenos extremos e alterações estruturais no sistema elétrico suscetíveis de impactar a interpretação dos dados e as conclusões.

B.3. Outras metodologias e pressupostos

1. A ERSE utilizou duas métricas adicionais para complementar a métrica principal dos custos incrementais das redes, com o objetivo de analisar como diferentes fatores influenciam a definição dos períodos horários:

- a.** O consumo de energia, para permitir identificar os períodos com maior intensidade de utilização da rede na perspetiva do consumo, sem aplicar uma monetização diferenciada por nível de tensão;

- b.** O custo total de fornecimento de energia elétrica, que agrega a pressão exercida sobre as redes (via custos incrementais) e o custo de aprovisionamento da energia (via preço de mercado)¹¹.
2. A métrica do consumo de energia mede o consumo total de energia, não aplicando qualquer ponderação económica nem diferenciação por nível de tensão, focando-se exclusivamente na quantidade de energia consumida, permitindo perceber quando a rede é mais utilizada pelos clientes.
3. A métrica do custo total de fornecimento soma, em cada quarto de hora, duas componentes: o custo incremental das redes e o preço da energia no mercado grossista (MIBEL/OMIE).

Como o preço de mercado observou oscilações relevantes no período analisado entre 2014 e 2024, foi aplicada uma transformação multiplicativa para estabilizar o peso relativo da energia no custo total. Essa transformação gera dois cenários:

- Cenário baixo: energia representa 53% do custo total;
 - Cenário alto: energia representa 87% do custo total.
4. De acordo com a ERSE, nesta métrica combinada, a influência do preço da energia conduz a uma deslocação dos períodos de vazio e super vazio para o meio do dia, refletindo os efeitos da produção solar fotovoltaica nos preços do mercado. Embora essa deslocação ainda não se manifeste de forma clara no Cenário Baixo durante o inverno, é possível que, com a continuidade do aumento da capacidade instalada de solar fotovoltaica, este fenómeno venha a acentuar-se.
5. A ERSE assinala que, tanto no caso dos custos incrementais das redes, como dos preços em mercado diário, os períodos de ponta surgem ao final do dia, pelo que o sinal de preço mais representativo da utilização das redes, dado pelas horas de ponta, não é até ao momento, contrariado pelo sinal de preço no mercado grossista.
6. Este resultado reforça o entendimento do CT, nos seus Pareceres, quanto à necessidade de atualização dos períodos horários.

B.4. Limitações das metodologias e dos pressupostos

1. A ERSE identifica algumas limitações na metodologia adotada para a presente proposta, nomeadamente ao nível de:
- granularidade dos dados geográficos que foram usados na análise;
 - custos incrementais das redes por área de rede;
 - fatores de ajustamento para perdas;
 - consideração dos feriados no ciclo semanal;
 - referencial dos custos incrementais das redes.

¹¹ O estudo exploratório divulgado pela ERSE em finais de 2024, visando a atualização dos períodos horários e publicado no capítulo 6 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025», considerava como segunda métrica o preço de energia no mercado grossista. A reformulação da segunda métrica, no presente estudo, teve em consideração os comentários expressos do CT no «Parecer do Conselho Tarifário» à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025”, que apontou para a necessidade de conjugar os sinais de preço das redes e do mercado de energia.

Granularidade dos dados geográficos

2. A ERSE refere que os dados disponibilizados pela E-REDES têm por base uma subdivisão do território de Portugal continental que reflete a estrutura organizativa do operador, composta por seis áreas de rede. No entanto, esta granularidade não considera a utilização por ativos específicos de rede, como postos de transformação ou subestações.
3. Não obstante, o CT salienta que um eventual recurso a dados por tipo de utilização deve ser acompanhado por uma decomposição dos respetivos custos incrementais, de forma a manter a coerência da metodologia. Ainda que reconheça o potencial acréscimo de complexidade, o CT propõe, no entanto, que esta sugestão seja ponderada em futuras revisões dos períodos horários.

Custos incrementais das redes por área de rede

4. A ERSE refere que, para efeitos do cálculo dos trânsitos de energia, cada área de rede foi tratada como uma rede autónoma, agregando no final os valores unitários dos custos incrementais ponderando pelo respetivo consumo.
5. Refere a ERSE, porém, que dadas as diferenças estruturais existentes entre as redes de transporte e distribuição (a primeira com uma exploração tendencialmente em malha e a segunda com configurações mais radiais), poderia ser questionado se a determinação individualizada dos trânsitos de energia para cada uma das seis áreas de rede é o pressuposto mais adequado em todos os níveis de tensão.
6. A ERSE admite a possibilidade de que estas diferenças justifiquem que o cálculo dos custos incrementais nos níveis de tensão superiores considere menos áreas de rede ou, no limite, uma única área de rede.
7. O CT compreende o racional da ERSE, reconhecendo, efetivamente, as diferenças estruturais apresentadas entre as redes MAT e AT (cujas infraestruturas também apresentam, genericamente, uma configuração malhada) e as redes dos níveis de tensão inferiores, com mais preponderância de configuração radial.
8. Neste contexto, o CT propõe que a versão final reflita um tratamento diferenciado dos custos incrementais:
 - para as redes MAT e AT, através da adoção de uma área única para todo o território de Portugal continental;
 - para as redes MT e BT, a manutenção das áreas apresentadas na proposta.

Fatores de ajustamento para perdas

9. De acordo com a ERSE, no cálculo dos trânsitos de energia, por nível de tensão, além de se considerarem os consumos de clientes e as injeções de energia, é somada uma estimativa de perdas técnicas ao longo dos níveis de tensão, com base nos fatores de ajustamento para perdas nas redes, para Portugal continental.
10. Para este efeito, a ERSE considerou os valores publicados para 2025, seguindo uma estrutura tetra-horária para o ano, aplicando, em cada nível de tensão, os fatores de perdas de acordo com quatro patamares médios de valores, sem considerar a sazonalidade de valores entre meses, mas adotando as durações anuais por período horário diferentes das presentes nos ciclos de contagem.
11. O CT compreende o racional adotado.

Consideração de feriados no ciclo semanal

- 12.** A ERSE considerou, para o ciclo semanal aplicável a todos os níveis de fornecimento, que os resultados de períodos horários assumem que os feriados nacionais são classificados como domingos, apesar de, segundo a ERSE, esta consideração apenas ser aplicável aos fornecimentos em MAT, AT e MT.
- 13.** Para os fornecimentos em BTE e BTN, a ERSE considerou os feriados nacionais para efeitos de aplicação do ciclo semanal, pelo dia da semana em que ocorrem, nomeadamente dia útil, sábado ou domingo.
- 14.** Contudo, de acordo com a ERSE, nos resultados para o ciclo semanal, a estrutura horária aplicável aos domingos inclui também os dados relativos aos feriados nacionais.
- 15.** A ERSE considera que, tendo em conta o facto de o número de feriados nacionais ser reduzido e o facto de estes dias tenderem a apresentar uma utilização da rede menos pronunciada, o impacto deste pressuposto será reduzido.
- 16.** O CT concorda com a simplificação adotada pela ERSE.

Referencial dos custos incrementais das redes

- 17.** Como referido pela ERSE, a análise de cada ciclo de contagem considera no apuramento dos custos incrementais das redes o universo dos fornecimentos elegíveis para cada ciclo de contagem.
Para o efeito, a ERSE analisa o ciclo diário, o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional à luz dos custos incrementais das redes determinados para a BT, para os níveis de MAT até BT e para os níveis de MAT até MT, respetivamente.
- 18.** A ERSE refere que esta abordagem assume que os sinais de preço em cada caso devem estar adequados aos custos causados pelo universo de fornecimentos elegíveis, concretizando que, assim, o ciclo diário é determinado a partir dos custos das redes suportados pelos clientes em BT, que, devido à aditividade presente na construção das tarifas de uso das redes, integra não só a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, mas também as tarifas de Uso das Redes de todos os níveis a montante.
- 19.** Por sua vez, o ciclo semanal opcional aplicável aos fornecimentos em MAT, AT e MT não inclui qualquer custo referente à rede de distribuição em BT.
- 20.** A ERSE refere que este pressuposto impede a utilização de um cálculo uniforme para os vários ciclos de contagem, mas que, uma vez que a localização das horas de ponta nos vários ciclos apresenta semelhanças relevantes, se pode concluir que o efeito neste âmbito parece ser diminuto.
- 21.** O CT concorda com a simplificação proposta pela ERSE.

B.5 Proposta de atualização dos períodos horários

- 1.** O quadro seguinte resume as alterações aos períodos horários agora propostas pela ERSE, assim como as respetivas vantagens.

Proposta de alteração	Vantagens
Adotar um ciclo diário uniforme ao longo de todo o ano	- Gestão simplificada e mais eficiente. - Maior clareza e facilidade de compreensão dos períodos horários pelos consumidores.
Eliminar o ciclo semanal opcional	- Harmonização do número de ciclos de contagem disponíveis para cada categoria de cliente ⁷¹ . - Facilita a comunicação e aplicação dos períodos horários.
Mover as horas de ponta para o final da tarde em todos os ciclos	- Horas de ponta alinhadas com o custo incremental das redes, melhorando a eficiência do sistema.
Alinhamento das horas de super vazio entre todos os ciclos	- Facilita a compreensão, planeamento e memorização pelos consumidores.
Eliminação das transições de período horário com granularidade de 15 minutos (como às 9:15 e às 12:15 no ciclo semanal de verão)	- Garantia de alterações em horários consistentes, como horas inteiras ou meias horas. - Reduz confusão e facilita a programação do consumo.

Fonte: quadro 5-1 do documento justificativo da 137.ª Consulta Pública da ERSE.

2. Em maior detalhe, estas alterações compreendem os seguintes aspetos:

- ✓ ciclo diário
 - é proposta a abolição de diferenças sazonais, igualando os períodos horários na hora legal de inverno e verão;
 - a estrutura horária para o conjunto do ano tende, assim, a refletir melhor a localização ideal da hora legal de inverno, uma vez que a nível nacional esse é o período de maior solicitação à rede elétrica;
 - na opção alternativa, seria mantido um ciclo diário com diferenciação por hora legal, nos termos previstos no RT;
- ✓ ciclo semanal
 - passagem para um único ciclo semanal, eliminando-se o ciclo semanal opcional disponível atualmente apenas para os clientes em MAT, AT e MT;
 - esta alteração surge em linha com a operacionalização do ciclo semanal por épocas em 2024;
 - na opção alternativa haveria a manutenção de um ciclo semanal opcional, com períodos orários ligeiramente distintos do ciclo semanal;
- ✓ mover as horas de ponta para o final da tarde
 - face aos mapas atualmente em vigor, a principal diferença, transversal a vários dos ciclos analisados, é a concentração dos períodos de hora de ponta no final do dia, refletindo as alterações dos custos incrementais das redes nos últimos anos;
 - no caso do ciclo semanal, verifica-se também que os períodos de horas cheias ao sábado ocorrem, maioritariamente, no final do dia;
- ✓ alinhamento das horas de super vazio entre todos os ciclos de contagem, fixando-as entre as 2:30 e as 6:30, de forma a evitar-se a sobreposição com as horas de ponta real e a simplificar o regime atual, aumentando a clareza e a capacidade de planeamento por parte dos consumidores.
- ✓ eliminação das transições de período horário com granularidade de 15 minutos, como atualmente ocorre no ciclo semanal de verão, em que o período de ponta decorre entre as 09:15 e as 12:15, passando a adotar-se intervalos de 30 minutos.

3. Relativamente ao ciclo semanal opcional, a ERSE faz notar que esta opção foi introduzida de modo a garantir cinco horas de ponta consecutivas durante o horário de inverno, uma vez que o ciclo semanal existente considera dois períodos de ponta separados nesses cinco meses (de novembro a março).
4. A proposta de atualização do ciclo semanal garante que os períodos de ponta ocorram em períodos consecutivos durante todo o ano (três horas no verão e cinco horas no inverno em dias úteis), salvaguardando a continuidade dos períodos de ponta em cada dia útil, requisito que o CT considera fundamental tendo em vista uma melhor planificação dos consumos por parte dos clientes abrangidos.
5. Por outro lado, a proposta de atualização do ciclo semanal opcional apresentada (e que a ERSE propõe eliminar) apresenta uma elevada similitude com o ciclo semanal, nomeadamente os períodos de ponta localizados no final dos dias úteis (no verão a localização é igual, no inverno verifica-se um desfasamento de 30 minutos).
6. Neste sentido, o CT compreende esta opção e considera adequada a proposta da ERSE.

B.6 Adequação das horas de ponta nos mapas horários

1. A ERSE acompanha a proposta com uma análise da adequação das horas de ponta nos mapas horários, nomeadamente ao nível:
 - a) da capacidade para identificar as 100 horas de ponta real por ano nos mapas vigente e novo,
 - b) da sobreposição das horas de ponta com as 5 horas diárias de menor preço do mercado diário do MIBEL e
 - c) da comparação entre a localização das horas de ponta na proposta de novos períodos e os dias de maior consumo do SEN.
2. Na sequência da sua análise, a ERSE observa que, globalmente, para o ciclo diário, no período de 2014 a 2024, o mapa vigente identifica 31,8% das 100 horas anuais de ponta real fora das horas de ponta, considerando a métrica dos custos incrementais das redes.
3. Com o novo mapa, a ERSE conclui que a percentagem de horas de ponta real captada fora das horas de ponta diminui para 6,9%, representando uma melhoria substancial na identificação dos períodos de maior utilização das redes.
4. Relativamente ao ciclo semanal, das análises por horizonte temporal, a ERSE retira as seguintes conclusões:
 - 2021 volta a ser o ano com mais períodos fora das horas de ponta, nos mapas vigente e novo, seguido do ano 2024;
 - por mês, janeiro acumula a maior percentagem de desvios, nos mapas vigente e novo, sugerindo novamente a relação estreita com a vaga de frio que ocorreu em janeiro de 2021;
 - por dia da semana, regista-se uma forte concentração de períodos fora das horas de ponta nos sábados e domingos no mapa vigente (7,7% em 30,6%), mas principalmente no mapa novo (7,7% em 12,9%). Esta circunstância está impactada pelo facto de o ciclo semanal não incluir períodos de ponta nos sábados e domingos;
 - por hora, os maiores desvios ocorrem nas horas 19 (18:00 até 19:00) e 22 (21:00 até 22:00) do mapa vigente, e no caso do novo mapa, nas horas 20 e 21 (19:00 até 21:00). Neste último caso, e uma vez que as horas de ponta nos dias úteis estão situadas nesses períodos, os desvios decorrem da ausência de horas de ponta aos sábados e domingos.
5. Em resumo, a ERSE conclui que os mapas horários propostos apresentam um melhor desempenho por comparação com os mapas vigentes.

6. Relativamente à análise de sobreposição com as 5 horas diárias de menor preço grossista, a ERSE começa por destacar que, na metodologia aplicada, os períodos horários são definidos para sinalizar os custos de utilização das redes.
7. De acordo com a ERSE, este foco na utilização eficiente das redes pode implicar uma não sincronização entre as horas de maiores custos incrementais destas e as horas de maiores preços no mercado grossista. Em todo o caso, a ERSE refere que a análise por si efetuada revela, na prática, que existe alinhamento entre as horas de ponta avaliadas pelos custos incrementais das redes e os períodos de maiores preços em mercado grossista.
8. A ERSE analisou a coincidência entre horas de ponta do mapa vigente e do mapa novo e as 5 horas diárias de menor preço grossista, que correspondeu à preocupação manifestada pelo CT no seu parecer à proposta tarifas para o ano de 2025.
Desta análise, a ERSE verifica uma redução desta coincidência de 3,8% para 1,3% no ciclo diário e de 2,6% para 1,0% no ciclo semanal para todo o período de 2014 a 2024.
9. O CT releva os dados apurados pela ERSE, que indicam uma evolução positiva relativamente à coexistência de horas de ponta nos períodos horários com horas em que se registam os menores preços grossistas.

C. Análise de impacte dos períodos horários propostos na fatura dos clientes

C.1. Impacte potencial para BTN (S/IP)

1. De acordo com o Quadro 2-1 do documento justificativo, 92% dos contratos celebrados na BTN (s/IP) encontram-se na opção tarifária simples, que é a escolhida pela grande maioria dos consumidores residenciais. Desta forma, a alteração dos períodos horários impactará os restantes clientes: 6% na opção bi-horária e 2% na opção tri-horária.
2. Neste contexto, a ERSE simulou os impactes na fatura de energia elétrica devidos à atualização dos períodos horários para um cliente residencial sem autoconsumo e com autoconsumo.

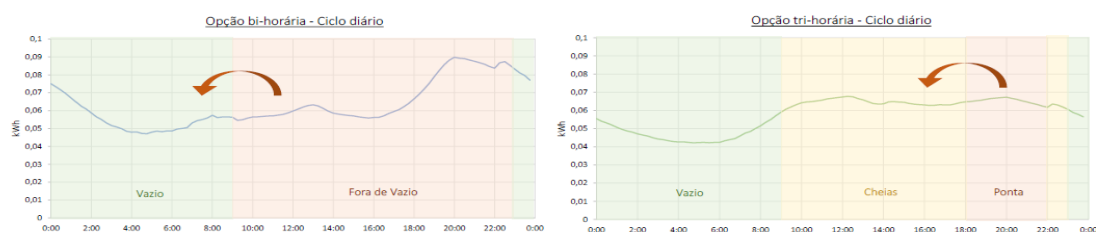
C.1.1. Cliente residencial sem autoconsumo

1. A análise efetuada pela ERSE sobre o impacto das alterações dos períodos horários na fatura elétrica, para um cliente residencial sem autoconsumo, tem por base dois perfis representativos de consumidores residenciais:
 - i. casal sem filhos, com consumo anual de 1 900 kWh e potência contratada de 3,45 kVA;
 - ii. casal com dois filhos, com consumo anual de 5 000 kWh e potência contratada de 6,9 kVA.
2. A ERSE conjuga os dois perfis de consumidores, que são considerados representativos do SEN, com perfis de consumo quarto-horários por opção tarifária, disponibilizados pela E-REDES nos termos do n.º 12 do artigo 208.º do RT e utiliza dados relativos a um ano completo (período de abril de 2024 a março de 2025).
3. A análise dos impactes tarifários da atualização dos períodos horários baseia-se na comparação das tarifas reguladas — TAR e TTVCF — aplicáveis aos mapas horários vigentes e aos novos mapas propostos. A TAR é paga por todos os consumidores, independentemente do mercado, enquanto a TTVCF, exclusiva do mercado regulado, inclui a TAR e as componentes de energia e comercialização.

4. A análise considera dois cenários: um cenário *ceteris paribus*, em que os consumidores mantêm os seus padrões de consumo (Cliente Passivo), e um cenário com deslocamento de procura (*load-shifting*), em que os consumidores ajustam o consumo afastando-o dos períodos de maior preço para períodos adjacentes (Cliente Ativo). A figura seguinte ilustra este pressuposto.

Figura 7-3 - Visualização do deslocamento do consumo de eletricidade, por opção tarifária, pelo Cliente

Ativo



Nota: A figura, que apresenta os novos períodos do ciclo diário e os perfis de consumo do Consumidor tipo 1 na hora legal de inverno, serve como exemplo ilustrativo.

Fonte: ERSE, "Consulta Pública 137 – Documento Justificativo da Atualização dos Períodos Horários em Portugal Continental", pág. 90.

5. Na sua análise, a ERSE assume como razoável que um Cliente Ativo consiga deslocar entre 3% e 6% do consumo dos períodos de maior preço (horas de ponta ou fora de vazio) para períodos adjacentes (horas cheias ou de vazio), através da alteração de hábitos de consumo ou da programação de equipamentos elétricos. Tal corresponde a uma carga flexível anual entre 57 e 114 kWh para o Consumidor tipo 1 e entre 150 e 300 kWh para o Consumidor tipo 2.
6. Com base nestes pressupostos, a ERSE apresenta, para ambos os consumidores tipo, os valores anuais da TAR e da TVCF, por opção tarifária e ciclo de contagem, nos mapas horários propostos, considerando os cenários de Cliente Passivo e de Cliente Ativo (com deslocamentos de 3% e 6%), em comparação com os mapas horários vigentes, incluindo a variação absoluta e percentual.

Quadro 7-1 - Impacte tarifário anual da atualização de períodos horários para um agregado familiar composto por um casal sem filhos (Consumidor tipo 1), nas opções bi-horária e tri-horária

Opção bi-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	164,58 EUR	378,20 EUR	160,80 EUR	373,12 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	166,85 EUR	381,24 EUR	161,65 EUR	374,27 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+2,26 EUR; +1,38%)	(+3,04 EUR; +0,80%)	(+0,85 EUR; +0,53%)	(+1,15 EUR; +0,31%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (3%)	162,97 EUR	376,03 EUR	157,77 EUR	369,06 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-1,62 EUR; -0,98%)	(-2,17 EUR; -0,57%)	(-3,03 EUR; -1,88%)	(-4,06 EUR; -1,09%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	159,09 EUR	370,82 EUR	153,89 EUR	363,85 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-5,50 EUR; -3,34%)	(-7,38 EUR; -1,95%)	(-6,91 EUR; -4,30%)	(-9,27 EUR; -2,49%)

Opção tri-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	190,28 EUR	380,71 EUR	168,82 EUR	370,25 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	188,73 EUR	380,81 EUR	166,30 EUR	369,61 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-1,55 EUR; -0,81%)	(+0,10 EUR; +0,03%)	(-2,52 EUR; -1,49%)	(-0,64 EUR; -0,17%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (3%)	176,87 EUR	376,98 EUR	154,44 EUR	365,79 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-13,41 EUR; -7,05%)	(-3,72 EUR; -0,98%)	(-14,38 EUR; -8,52%)	(-4,47 EUR; -1,21%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	165,01 EUR	373,16 EUR	142,58 EUR	361,96 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-25,27 EUR; -13,28%)	(-7,55 EUR; -1,98%)	(-26,24 EUR; -15,54%)	(-8,29 EUR; -2,24%)

Notas: (i) Consideram-se perfis de consumo distintos - bi-horário e tri-horário -, disponibilizados pela E-REDES, nos termos previstos no n.º 12 do artigo 208.º do RT, na redação vigente. (ii) Na opção simples (sem ciclo de contagem), a alteração de períodos horários não origina quaisquer impactos, pelo que a TAR e a TVCF mantêm os valores vigentes (171,93 EUR e 380,21 EUR, respetivamente).

Quadro 7-2 - Impacte tarifário anual da atualização de períodos horários para um agregado familiar composto por um casal com dois filhos (Consumidor tipo 2), nas opções bi-horária e tri-horária

Opção bi-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	396,53 EUR	947,68 EUR	386,56 EUR	934,30 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	402,49 EUR	955,68 EUR	388,81 EUR	937,32 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+5,96 EUR; +1,50%)	(+8,00 EUR; +0,84%)	(+2,25 EUR; +0,58%)	(+3,02 EUR; +0,32%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (3%)	392,28 EUR	941,97 EUR	378,60 EUR	923,61 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-4,25 EUR; -1,07%)	(-5,71 EUR; -0,60%)	(-7,97 EUR; -2,06%)	(-10,69 EUR; -1,14%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	382,06 EUR	928,26 EUR	368,38 EUR	909,90 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-14,47 EUR; -3,65%)	(-19,42 EUR; -2,05%)	(-18,18 EUR; -4,70%)	(-24,40 EUR; -2,61%)

Opção tri-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	464,15 EUR	954,27 EUR	407,67 EUR	926,76 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	460,07 EUR	954,53 EUR	401,05 EUR	925,07 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-4,08 EUR; -0,88%)	(+0,27 EUR; +0,03%)	(-6,62 EUR; -1,62%)	(-1,69 EUR; -0,18%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (3%)	428,86 EUR	944,47 EUR	369,83 EUR	915,00 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-35,29 EUR; -7,60%)	(-9,80 EUR; -1,03%)	(-37,84 EUR; -9,28%)	(-11,75 EUR; -1,27%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	397,64 EUR	934,40 EUR	338,62 EUR	904,94 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-66,51 EUR; -14,33%)	(-19,86 EUR; -2,08%)	(-69,05 EUR; -16,94%)	(-21,82 EUR; -2,35%)

Notas: (i) Consideram-se perfis de consumo distintos - bi-horário e tri-horário -, disponibilizados pela E-REDES, nos termos previstos no n.º 12 do artigo 208.º do RT, na redação vigente. (ii) Na opção simples (sem ciclo de contagem), a alteração de períodos horários não origina quaisquer impactes, pelo que a TAR e a TVCF mantêm os valores vigentes (415,85 EUR e 952,95 EUR, respetivamente).

- A ERSE conclui que, para ambos os tipos de consumidor, o Cliente Passivo na opção bi-horária regista um ligeiro aumento da fatura anual, enquanto na opção tri-horária a fatura se mantém praticamente inalterada ou diminui marginalmente.
Em oposição, o Cliente Ativo beneficia da alteração, com poupanças que aumentam com a flexibilidade do consumo, atingindo entre 1,95% e 2,61% do valor total da TTVCF quando se considera um deslocamento de 6% do consumo.
- Assim, considerando que, em Portugal continental, apenas 8% dos contratos BTN (s/IP) serão afetados pela alteração dos períodos horários, o CT considera que, embora positiva, a proposta terá, no atual contexto de baixa exposição dos consumidores residenciais a alterações, um efeito essencialmente concentrado numa minoria de consumidores.

Tal circunstância reduz o seu potencial enquanto instrumento de sinalização económica e de gestão da procura.

C.1.2. Cliente residencial com autoconsumo

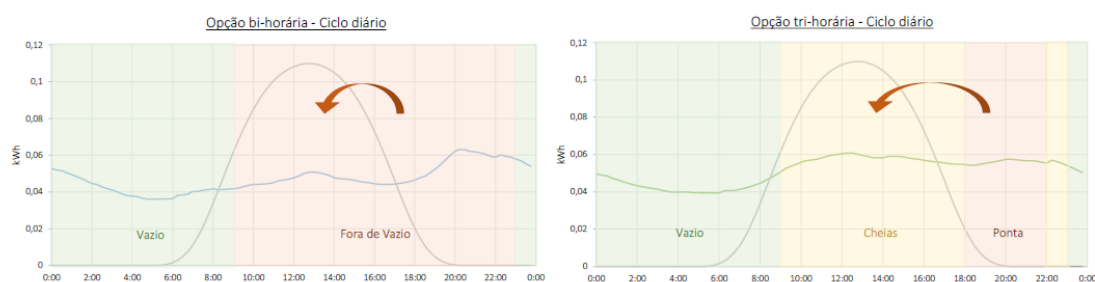
- Os clientes de energia elétrica podem complementar o fornecimento de eletricidade da rede pública com produção própria, através de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), nomeadamente painéis fotovoltaicos.
- A ERSE refere que em 2024, segundo um relatório por si publicado¹², a potência média instalada atingiu 1 567 MW, com uma utilização média de 1 285 horas, correspondendo a 2 013 GWh de produção anual. Destes, 536 GWh (27%) foram excedentes injetados na rede, valor que sustenta o perfil de autoconsumo adotado na sua análise.
- Adicionalmente, o cálculo dos impactes tarifários da atualização dos períodos horários para clientes residenciais com autoconsumo requer dados de consumo total e de produção própria. Utilizam-se,

¹² ERSE, “Relatório do Autoconsumo de Energia Elétrica de 2024”, de setembro de 2025

para tal, o perfil anual de consumo quarto horário, por opção tarifária, e o perfil de produção anual para autoconsumo, obtido pela calibração do perfil de injeção da microprodução solar fotovoltaica (registos de 15 minutos) divulgado pela E-REDES.

4. A E-REDES fornece dados de produção fotovoltaica normalizados para 1 000 kWh/ano, que são redimensionados segundo os pressupostos da análise.
 - a. Para o Consumidor tipo 1, com dois painéis de 400 Wp, a produção estimada é de 1 028 kWh/ano, obtida multiplicando a potência total pelo número médio anual de horas de utilização (1 285 h), resultando num fator de ajuste de 1,028.
 - b. Para o Consumidor tipo 2, com cinco painéis de 400 Wp, a produção estimada é de 2 570 kWh/ano, correspondendo a um fator de ajuste de 2,570.
5. O cálculo dos excedentes revela que, para ambos os casos e opções tarifárias, o valor ronda 27% da produção total, em linha com os dados anteriores da E-REDES e da DGEG, confirmando a adequação dos pressupostos.
6. Para ambos os consumidores tipo 1 e tipo 2 consideram-se três perfis de comportamento face à atualização dos períodos horários:
 - a. Cliente Passivo, que mantém o padrão de consumo;
 - b. Cliente Ativo, que desloca 6% do consumo do período de maior preço para períodos adjacentes; e
 - c. Cliente Super Ativo, que desloca 6% do consumo para o período de maior produção solar, maximizando o autoconsumo ou recorrendo a armazenamento (Figura 7-8).

Figura 7-8 - Visualização do deslocamento do consumo de eletricidade, por opção tarifária, pelo Cliente Super Ativo



Nota: A figura, que apresenta os novos períodos do ciclo diário e os perfis de consumo do Consumidor tipo 1 na hora legal de verão, serve como exemplo ilustrativo.

Fonte: ERSE, “Consulta Pública 137 – Documento Justificativo da Atualização dos Períodos Horários em Portugal Continental”, pág. 97.

7. Com base nestes pressupostos e para os clientes tipo, a ERSE apresenta o impacte tarifário anual (TAR e TTVCF) decorrente da alteração dos períodos horários, considerando as diferentes opções tarifárias e ciclos de contagem, considerando os cenários de Cliente Passivo, Cliente Ativo e Cliente Super Ativo.

Quadro 7-3 - Impacte tarifário anual da atualização de períodos horários para um agregado familiar composto por um casal sem filhos (Consumidor tipo 1), com perfil de autoconsumo, nas opções bi-horária e tri-horária

Opção bi-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	111,66 EUR	248,08 EUR	116,32 EUR	254,34 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	116,92 EUR	255,14 EUR	120,22 EUR	259,57 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+5,26 EUR; +4,71%)	(+7,06 EUR; +2,85%)	(+3,89 EUR; +3,35%)	(+5,23 EUR; +2,05%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	109,16 EUR	244,73 EUR	112,45 EUR	249,15 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-2,50 EUR; -2,24%)	(-3,36 EUR; -1,35%)	(-3,87 EUR; -3,33%)	(-5,19 EUR; -2,04%)
Mapa Novo - Cliente Super Ativo (6%)	107,46 EUR	232,25 EUR	110,76 EUR	236,68 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-4,20 EUR; -3,76%)	(-15,83 EUR; -6,38%)	(-5,57 EUR; -4,79%)	(-17,67 EUR; -6,95%)

Opção tri-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	126,64 EUR	236,91 EUR	106,15 EUR	234,13 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	159,25 EUR	250,97 EUR	141,43 EUR	248,53 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+32,61 EUR; +25,75%)	(+14,06 EUR; +5,93%)	(+35,28 EUR; +33,23%)	(+14,40 EUR; +6,15%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	135,53 EUR	243,32 EUR	117,70 EUR	240,88 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+8,89 EUR; +7,02%)	(+6,41 EUR; +2,71%)	(+11,55 EUR; +10,88%)	(+6,75 EUR; +2,88%)
Mapa Novo - Cliente Super Ativo (6%)	131,11 EUR	223,06 EUR	113,28 EUR	220,62 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+4,46 EUR; +3,52%)	(-13,85 EUR; -5,85%)	(+7,13 EUR; +6,72%)	(-13,51 EUR; -5,77%)

Nota: (i) Consideram-se perfis de consumo distintos - bi-horário e tri-horário -, disponibilizados pela E-REDES, nos termos previstos no n.º 12 do artigo 208.º do RT, na redação vigente. (ii) Com a inclusão da produção fotovoltaica para autoconsumo, consideram-se consumos anuais, através, em exclusivo, da rede elétrica pública, de 1 156 kWh na opção simples, 1 223 kWh na opção bi-horária e 1 144 kWh na opção tri-horária. (iii) Na opção simples (sem ciclo de contagem), a alteração de períodos horários não origina quaisquer impactes, pelo que a TAR e a TVCF mantêm os valores vigentes (127,91 EUR e 258,85 EUR, respetivamente).

Quadro 7-4 - Impacte tarifário anual da atualização de períodos horários para um agregado familiar composto por um casal com dois filhos (Consumidor tipo 2), com perfil de autoconsumo, nas opções bi-horária e tri-horária

Opção bi-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	258,96 EUR	609,63 EUR	270,99 EUR	625,77 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	272,66 EUR	628,01 EUR	281,20 EUR	639,48 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+13,70 EUR; +5,29%)	(+18,38 EUR; +3,02%)	(+10,21 EUR; +3,77%)	(+13,70 EUR; +2,19%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	252,23 EUR	600,59 EUR	260,77 EUR	612,06 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-6,73 EUR; -2,60%)	(-9,04 EUR; -1,48%)	(-10,22 EUR; -3,77%)	(-13,72 EUR; -2,19%)
Mapa Novo - Cliente Super Ativo (6%)	247,76 EUR	567,77 EUR	256,30 EUR	579,24 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-11,20 EUR; -4,33%)	(-41,86 EUR; -6,87%)	(-14,69 EUR; -5,42%)	(-46,54 EUR; -7,44%)

Opção tri-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	298,73 EUR	581,57 EUR	244,96 EUR	574,15 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	383,83 EUR	618,14 EUR	336,71 EUR	611,68 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+85,10 EUR; +28,49%)	(+36,57 EUR; +6,29%)	(+91,75 EUR; +37,46%)	(+37,53 EUR; +6,54%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	321,40 EUR	598,01 EUR	274,28 EUR	591,55 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+22,67 EUR; +7,59%)	(+16,44 EUR; +2,83%)	(+29,32 EUR; +11,97%)	(+17,40 EUR; +3,03%)
Mapa Novo - Cliente Super Ativo (6%)	309,76 EUR	544,70 EUR	262,64 EUR	538,24 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+11,03 EUR; +3,69%)	(-36,87 EUR; -6,34%)	(+17,68 EUR; +7,22%)	(-35,91 EUR; -6,25%)

Nota: (i) Consideram-se perfis de consumo distintos - bi-horário e tri-horário -, disponibilizados pela E-REDES, nos termos previstos no n.º 12 do artigo 208.º do RT, na redação vigente. (ii) Com a inclusão da produção fotovoltaica para autoconsumo, consideram-se consumos anuais, através, em exclusivo, da rede elétrica pública, de 1 156 kWh na opção simples, 1 223 kWh na opção bi-horária e 1 144 kWh na opção tri-horária. (iii) Na opção simples (sem ciclo de contagem), a alteração de períodos horários não origina quaisquer impactes, pelo que a TAR e a TVCF mantêm os valores vigentes (301,94 EUR e 638,17 EUR, respetivamente).

Fonte: ERSE, "Consulta Pública 137 – Documento Justificativo da Atualização dos Períodos Horários em Portugal Continental", pág. 97 e 98.

8. A análise demonstra que, para ambos os tipos de consumidor, o Cliente Passivo tende a registar um aumento na fatura anual após a atualização dos períodos horários.

Este impacto decorre sobretudo da nova concentração das horas de ponta (ou fora de vazio, na opção bi-horária) no final da tarde, período que coincide menos com a produção solar, ao contrário do que acontecia no regime anterior.

9. No entanto, com a adoção massiva deste tipo de sistemas nos últimos anos, verificou-se uma redução do uso das redes durante as horas de maior produção solar, o que justifica a alteração dos períodos horários nessas horas.

A ERSE refere que os autoconsumidores devem reagir aos sinais de preço decorrentes desta atualização dos períodos horários, como no caso do Cliente Ativo e do Cliente Super Ativo.

10. Segundo a ERSE, no caso do Cliente Super Ativo, a transferência de 6% do consumo anual para períodos com excesso de produção solar — ou o seu armazenamento para utilização posterior — pode gerar poupanças que variam entre 5,77% e 7,44% do valor total da TTVCF.
11. O CT constata, que na situação de autoconsumo, os impactes negativos podem ser mais relevantes do que aqueles verificados para os clientes sem autoconsumo.

A mesma situação ocorre para os consumidores tipo com autoconsumo, sendo os impactes negativos superiores na opção tri-horária em comparação com a opção bi-horária.

C.2 Impacte potencial para BTE

O quadro seguinte apresenta a evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental, considerado em tarifas para os anos 2025 e 2026:

Quadro 5-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2025	Tarifas 2026	Δ% T2026 / T2025
Fornecimentos CUR + ML	47 127	48 283	2,5%
MAT	2 471	2 733	10,6%
AT	6 795	7 069	4,0%
MT	15 016	14 903	-0,7%
BTE	3 351	3 413	1,9%
BTN	19 495	20 165	3,4%

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública (IP).

Fonte: ERSE, Documento de caracterização da procura de energia elétrica em 2026

Do quadro verifica-se que o consumo para a BTE previsto para 2026 é cerca de 14,5% do total da BT:

BAIXA TENSÃO 2026

GWh	2026	%
Total BT:	23 573	
BTN	20 165	85,5%
BTE	3 413	14,5%

Quadro elaborado pelo CT

De onde se pode concluir da importância do grupo de consumidores em BTE, mesmo a nível nacional, que representa micro e pequenas empresas de serviços e de produção.

PREVISTO 2026

GWh	consumo	%
BT	23 578	48,9%
BTN	20 165	41,8%
BTE	3 413	7,1%
MT	14 903	30,8%
AT	7 069	14,6%
MAT	2 733	5,7%
Total	48 283	100,0%

Quadro elaborado pelo CT

Constata-se que esse mesmo grupo, de consumidores em BTE, representa cerca de 14,5% dos consumidores em BT e 7,1% dos consumos totais nacionais previstos para 2026, e é inclusive superior ao grupo dos consumidores em MAT.

Este segmento, composto essencialmente por micro e pequenas empresas, é sensível a variações tarifárias, justificando, por isso, uma análise por parte da ERSE que compreenda o perfil médio deste segmento de consumo e o impacto das alterações propostas.

C.3 Impacte potencial para BT (IP)

1. Tendo presente os objetivos definidos para a atual proposta da ERSE de atualização dos períodos horários em Portugal continental, o CT considera que a mesma terá um impacto não negligenciável nos fornecimentos de energia elétrica para a Iluminação Pública (e outros serviços similares conceptualmente conexos, como é o caso, por exemplo, da iluminação semafórica), traduzindo-se num agravamento de encargos para as entidades que, sendo na sua esmagadora maioria públicas, são responsáveis pela prestação do serviço.

2. Sustenta o CT a afirmação produzida no parágrafo anterior com o facto de que, embora os consumos de energia elétrica associados à iluminação pública se situem maioritariamente em períodos de vazio, a realidade é que, tanto nos mapas em vigor como nos agora propostos pela ERSE, a deslocação das horas de ponta para o final do dia vai reduzir a extensão de períodos de menor custo, aumentando por esta via os respetivos encargos.
3. Torna-se importante notar que, não sendo a Iluminação Pública considerada um serviço público essencial, nos termos da Lei n.º 23/96, de 26 de julho (Lei dos Serviços Públicos Essenciais), na sua atual redação, é, na verdade e na realidade, um serviço fundamental e crítico para a segurança de pessoas e bens e para a qualidade do espaço público, contribuindo decisivamente para o desenvolvimento social e económico dos territórios e para a coesão social, sendo uma despesa de carácter estrutural, de natureza contínua e com reduzida elasticidade em termos de gestão de consumos, para o seu prestador.
4. Face ao acima exposto, o CT recomenda à ERSE considerar, na versão final da proposta agora em apreço, a especificidade inerente, e acima explicada, à Iluminação Pública, no sentido de as entidades responsáveis pela prestação do serviço virem os seus encargos agravados com esta atualização dos períodos horários em Portugal continental.

C.4 Impacte potencial para MAT\AT\MT

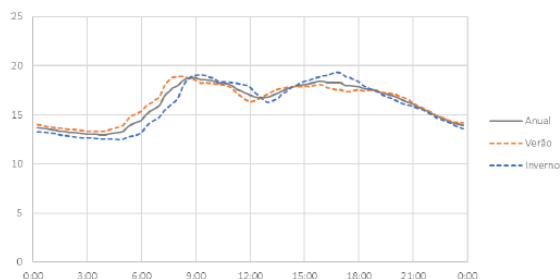
1. Impacte para um cliente industrial MT

A ERSE apresenta uma análise ao impacto da alteração dos períodos horários que incide sobre o nível de tensão MT, considerando o perfil médio diário de consumo deste segmento. A análise é realizada ao Continente e, separadamente, às áreas de rede norte, centro e sul.

Continente:

O perfil médio de consumo em MT, no inverno e no verão em Portugal continental, considerado para o estudo é o seguinte:

Figura 7-11 - Perfil médio diário de consumo de eletricidade (kWh), em MT, no inverno e no verão, em Portugal continental



Nota: Perfil de consumo quarto-horário.

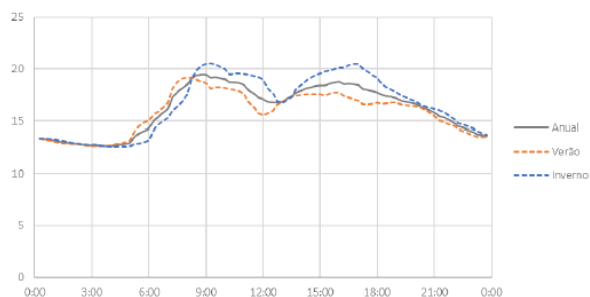
Fonte: Documento justificativo da atualização dos períodos horários em Portugal continental

Para o Ciclo Semanal, a alteração do mapa vigente para o novo mapa proposto resultaria numa redução de 3.26% nos custos das TAR. Para o Ciclo Semanal Opcional, a redução seria de 2.52% nos custos das TAR.

Área A (norte):

O perfil médio de consumo em MT, no inverno e no verão na área A, considerado para o estudo é o seguinte:

Figura 7-12 - Perfil médio diário de consumo de eletricidade (kWh), em MT, no inverno e no verão, na área A



Nota: Perfil de consumo quarto-horário.

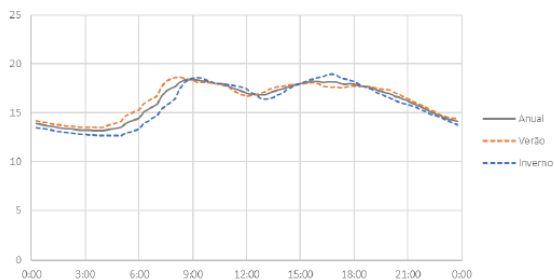
Fonte: Documento justificativo da atualização dos períodos horários em Portugal continental

Para o Ciclo Semanal, a alteração do mapa vigente para o novo mapa proposto resultaria numa redução de 4.12 % nos custos das TAR. Para o Ciclo Semanal Opcional, a redução seria de 3.04 % nos custos das TAR.

Área B (centro):

O perfil médio de consumo em MT, no inverno e no verão na área B, considerado para o estudo é o seguinte:

Figura 7-13 - Perfil médio diário de consumo de eletricidade (kWh), em MT, no inverno e no verão, na área B



Nota: Perfil de consumo quarto-horário.

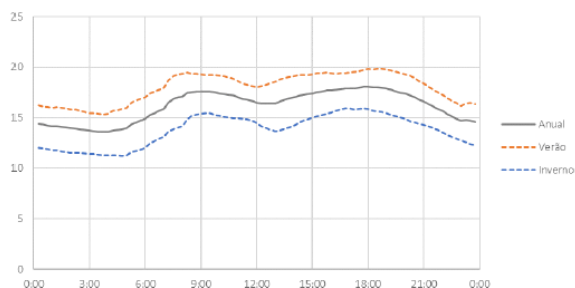
Fonte: Documento justificativo da atualização dos períodos horários em Portugal continental

Para o Ciclo Semanal, a alteração do mapa vigente para o novo mapa proposto resultaria numa redução de 2.88 % nos custos das TAR. Para o Ciclo Semanal Opcional, a redução seria de 2.26 % nos custos das TAR.

Área C (sul):

O perfil médio de consumo em MT, no inverno e no verão na área C, considerado para o estudo é o seguinte:

Figura 7-14 - Perfil médio diário de consumo de eletricidade (kWh), em MT, no inverno e no verão, na área C



Nota: Perfil de consumo quarto-horário.

Fonte: Documento justificativo da atualização dos períodos horários em Portugal continental

Para o Ciclo Semanal, a alteração do mapa vigente para o novo mapa proposto resultaria numa redução de 1.30 % nos custos das TAR. Para o Ciclo Semanal Opcional, a redução seria de 1.58 % nos custos das TAR.

2. O CT regista os resultados alcançados, que revelam uma tendência positiva se aplicados ao perfil considerado. Em todo o caso, importa ter em conta que os resultados dependem do perfil de consumo específico de cada cliente.
3. Nesse sentido, considera o CT positiva a disponibilização de uma calculadora para simular a faturação da energia elétrica, desde que tal ferramenta seja efetivamente de fácil utilização e entendimento para os efeitos resultantes das alterações propostas.
4. Atualmente os clientes MT, AT e MAT dispõem de 3 opções de ciclos de contagem: semanal, semanal opcional e semanal por épocas. A opção tarifária aplicada é sempre a tetra-horária que inclui períodos de ponta, cheias, vazio e super vazio.

Como já manifestado em anteriores consultas, o CT tem vindo a verificar um desalinhamento crescente entre o sinal de preço decorrente do mercado, cujas horas de maior preço se situam no final do dia, e o decorrente das tarifas, nomeadamente a imputação dos períodos de ponta em dias úteis no ciclo semanal (no verão das 9h15 às 12h15 e no inverno das 09h30 às 12h00 e 18h30 às 21h00) e semanal opcional (no verão das 14h00 às 17h00 e no inverno das 17h00 às 22h00).

Neste sentido, a criação, em 2024, do ciclo de semanal por épocas constituiu um passo positivo para os clientes sujeitos ao impacto de ambos os sinais de preço, nomeadamente para os localizados nas áreas de rede B (centro) e C (sul). No caso da área A (norte) as horas de ponta permaneceram nas manhãs dos dias úteis para os meses da época baixa e repartidas entre manhãs e final de dia nas épocas alta e média, não existindo o referido alinhamento para os clientes aqui localizados.

5. Face aos mapas atualmente em vigor, o CT destaca as seguintes alterações propostas pela ERSE:

- Ciclo semanal

- concentração dos períodos de hora de ponta no final dos dias úteis (no verão entre as 19h30 às 22h30 e no inverno às 17h30-22h30);
- concentração dos períodos de hora de cheias no final do dia nos sábados (no verão entre as 17h00 às 24h00 e no inverno às 16h00-23h00);

O CT verifica que, no atual contexto, desta proposta resulta um maior alinhamento dos sinais de preço de mercado e os decorrentes das TAR durante todo o ano para o conjunto de clientes do Continente, situação que atualmente não ocorre para clientes localizados na área norte em nenhuma das opções.

- Ciclo semanal opcional

- concentração dos períodos de hora de ponta no final dos dias úteis (no verão entre as 19h30 às 22h30 e no inverno às 17h00-22h00);
- concentração dos períodos de hora de cheias no final do dia nos sábados (no verão entre as 17h30 às 24h00 e no inverno às 16h00-23h00);

Dada a similitude entre os ciclos semanal e semanal opcional, a ERSE propõe eliminar o ciclo semanal opcional. Também o CT entende que o mapa proposto para o ciclo semanal opcional não apresenta diferenças relevantes face ao ciclo semanal que represente uma alternativa para os clientes abrangidos.

- Ciclo semanal por épocas

- Área A (norte): época alta com períodos de ponta das 16h30 às 21h30; época média com períodos de ponta das 10h00 às 12h30 e das 18h30 às 21h00; época baixa com períodos de ponta das 14h00 às 17h00.
- Área B (centro): época alta com períodos de ponta das 17h30 às 22h30; época média com períodos de ponta das 17h30 às 22h30; época baixa com períodos de ponta das 19h30 às 22h30.
- Área C (sul): época alta com períodos de ponta das 18h30 às 23h30; época média com períodos de ponta das 17h30 às 22h30; época baixa com períodos de ponta das 18h00 às 21h00.

O CT constata que as alterações introduzidas nas áreas B (centro) e C (sul) têm pouca expressão, ao manterem a concentração do sinal de preço de ponta no final dos dias úteis e a continuidade diária dos períodos de ponta.

No caso da área A (norte) as alterações introduzidas são mais significativas. No entanto, o novo mapa proposto:

- considera na época baixa (entre abril e outubro) o período de ponta durante a tarde (das 14h00 às 17h00);
- mantém na época média a descontinuidade nos períodos de ponta (durante a tarde e final do dia);

Assim, para os clientes na área A nesta opção não se verifica um alinhamento dos períodos de ponta com os períodos mais caros de mercado OMIE. Concretamente, na época baixa as pontas são colocadas em períodos que tendencialmente apresentam preços de mercado mais baixos (das 14h00

às 17h00). Por outro lado, na época média a descontinuidade de períodos de ponta dificulta a planificação dos consumos por parte dos clientes abrangidos.

Face a este impacto, o CT entende que o mapa apresentado para esta área poderá motivar uma menor adesão dos clientes da área norte a esta opção, em comparação com os clientes das outras zonas do Continente, condicionando as opções à disposição dos clientes MT, AT e MAT localizados nesta área.

Complementarmente, tendo em consideração o presente estudo da ERSE que procede à simulação dos períodos horários de 2014 a 2024, o CT constata que, para a zona A na época baixa, se verifica uma evolução na localização dos períodos de ponta para o final do dia, particularmente no ano estudado mais recente (2024), no qual a ponta seria das 19h00 às 22h00.

Neste sentido, tendo em conta os dados do ano 2025, o CT considera oportuna uma reavaliação da adequação dos mapas para a opção de ciclo por épocas, nomeadamente para a zona A (norte).

D. Impacte na atividade de comercialização

1. Conforme refere a ERSE, no seu documento justificativo, *“os períodos horários aprovados pela ERSE são de aplicação obrigatória na tarifa de Acesso às Rede e, [...] para os clientes fornecidos em mercado liberalizado, os comercializadores podem oferecer períodos horários distintos para a componente de energia, a qual não inclui a parcela referente à tarifa de Acesso às Redes”*.

Complementando a ERSE que *“[...] isto significa que os comercializadores podem oferecer a um cliente, independentemente da sua opção tarifária na tarifa de Acesso às Redes, preços da componente de energia diferentes em cada hora do dia, como acontece no caso de ofertas a preço dinâmico, cujos preços decorrem dos preços horários no mercado à vista do Mercado Ibérico de Eletricidade”*.

2. A ERSE explicita, assim, que a atualização proposta dos períodos horários se aplica obrigatoriamente às TAR, mas não determina, por si, qualquer alteração automática dos períodos horários da componente de energia já contratada ou a vir a ser praticada pelos comercializadores no mercado liberalizado.
3. Pelo contrário, a ERSE refere que os comercializadores mantêm a liberdade de definir as suas ofertas comerciais, podendo continuar a aplicar e a praticar períodos na componente de energia distintos dos agora alterados para efeitos das TAR.
4. O CT partilha este entendimento, sublinhando em particular para os contratos existentes que, caso se considerasse que a alteração dos períodos horários promovida pela ERSE se aplicasse igualmente à componente de energia praticada pelos comercializadores, estar-se-ia perante uma alteração contratual com impacto económico direto, não imputável à vontade das partes e suscetível de gerar instabilidade contratual, o que não é a intenção expressa da ERSE nos documentos em consulta.

Do mesmo modo, para contratos futuros esta imposição configuraria uma limitação à diferenciação comercial das propostas dos comercializadores.

5. O CT assinala ainda que, tanto os impactos da alteração dos períodos horários para aplicação das TAR, como a sua distinção face a períodos horários subjacentes aos preços da componente de energia em contratos já celebrados ou a celebrar pelos comercializadores em mercado

liberalizado, merecerá um reforço de explicitação pedagógica e contratual junto do cliente e cuidados adicionais de clareza na apresentação da fatura.

E. Implementação e entrada em vigor

1. O CT assinala que a atualização dos períodos horários proposta na presente consulta constitui uma operação de elevada complexidade, a última revisão foi realizada em 2009, e que a implementação atual implica a reprogramação massiva dos equipamentos de medição inteligente instalados na BTN.
2. Esta operação requererá, para muitas situações, deslocações ao terreno e a execução de procedimentos específicos dos respetivos fabricantes, o que condicionará a adoção de uma abordagem harmonizada para todo o parque instalado.
3. Adicionalmente, existe um conjunto de constrangimentos técnicos associados à implementação dos novos períodos horários propostos que deverão ser tidos em conta pela ERSE.

A reprogramação remota dos períodos horários nos contadores BTN é realizada, maioritariamente, via tecnologia PLC PRIME, uma tecnologia que, embora robusta, é sensível a ruído eletromagnético, quedas de tensão e interferências, podendo provocar interrupções durante o processo de atualização.

4. Este risco é especialmente agravado na atualização em causa, tendo em conta o facto de a operação em causa, ao ser mais complexa, pode demorar mais tempo do que as operações remotas genéricas.
5. Uma parte significativa dos equipamentos de medição instalados não dispõe de mecanismos automáticos de reversão da operação, requerendo, em caso de falha na reprogramação, intervenção local para reconfiguração ou substituição, com impacto operacional e custos acrescidos para o operador de rede.
6. Para determinados equipamentos de medição inteligente, a memória poderá ser insuficiente para alojar novos perfis tarifários mais complexos. A tentativa de carregar parâmetros superiores à capacidade disponível pode originar erros, bloqueio do equipamento ou perda de dados, comprometendo a uniformidade da rede e a conformidade regulatória.
7. A interrupção da programação pode resultar em corrupção dos períodos horários, afetando diretamente a faturação, a gestão de potência contratada e a conformidade com as normas da ERSE. Em casos extremos, falhas massivas podem comprometer leituras, controlo remoto e a própria fiabilidade do sistema.
8. Face aos riscos identificados, o CT considera que a faturação na BTN deveria convergir para ser suportada exclusivamente nos diagramas de carga, como acontece nos restantes níveis de tensão, salientando os seguintes aspetos:
 - O cliente que pretenda validar as suas contagens pode aceder ao site do operador e consultar o diagrama de carga efetivamente recolhido;
 - O cliente pode sempre confrontar o consumo total no equipamento de medição através do respetivo totalizador;
 - Esta abordagem elimina o risco de faturação incorreta devido a falhas na programação remota dos períodos horários;
 - Esta situação já se aplica aos clientes que tem autoconsumo e às instalações de mobilidade elétrica inseridas em instalações já existentes, onde se aplica o *netmetering*.

9. Face ao exposto, o CT recomenda à ERSE que se articule com os operadores de rede de forma a acautelar a definição de um plano de implementação faseado, que tenha em devida consideração as limitações tecnológicas referidas acima.
10. Adicionalmente, o CT recomenda que a ERSE promova, e articule com o Governo, a convergência normativa no sentido de permitirem que os períodos horários a considerar na faturação da BTN sejam definidos centralmente e aplicados sobre o diagrama de carga recolhido, e não os armazenados localmente no contador (à semelhança do que já sucede nos restantes níveis de tensão).
11. No que respeita à entrada em vigor para a implementação destas alterações, a ERSE prevê que a aprovação final dos novos períodos horários ocorra até ao final de abril de 2026, considerando como opção preferencial um período aproximado de oito meses de antecedência para permitir a adaptação dos agentes. Com esta hipótese, a entrada em vigor teria lugar em 1 de janeiro de 2027. Em alternativa, a ERSE admite um prazo superior a 12 meses de antecedência, colocando a entrada em vigor em 1 de julho de 2027.
12. O CT, face ao exposto anteriormente, considera que a opção alternativa (entrada em vigor em 1 de julho de 2027) pode ser a mais adequada à realidade operacional do setor.
Em particular, tal prazo mitiga riscos de implementação sequencial pelos diversos agentes a jusante do operador de rede, entendendo o CT que poderá contribuir para atenuar impactes e facilitar a comunicação e adaptação dos agentes, nomeadamente comercializadores e clientes.

E.1. Mudança única ou gradual

1. A ERSE apresenta duas possibilidades para a forma de entrada em vigor dos novos períodos horários:
 - uma mudança única, que a ERSE considera preferencial;
 - ou uma mudança gradual, sendo apresentadas duas modalidades:
 - primeira modalidade: alteração faseada até se atingirem os mapas propostos
 - segunda modalidade: permitiria adesão após decisão do cliente, durante um período de transição
2. O CT entende que a opção preferencial de mudança única pode constituir a solução mais adequada. Não obstante, o CT entende que pode ser analisada uma abordagem diferenciada, nomeadamente:
 - Mudança única aplicada aos clientes diretamente afetados pelas alterações propostas, para os quais os novos períodos horários terão impacto imediato;
 - Adoção gradual para os restantes clientes, que não sofrem alterações resultantes desta revisão e, por isso, não enfrentam urgência na migração.

E.2. Informações para os clientes

1. A ERSE pretende fazer uma divulgação adequada das alterações, nomeadamente disponibilizando ferramentas que permitam aos clientes aferir os potenciais impactos e refere que os comercializadores devem promover a informação adequada aos seus clientes no sentido de que estes conheçam e façam as escolhas mais adequadas ao seu caso.

2. O CT concorda com a necessidade de divulgação desta alteração, a realizar pela ERSE e pelos vários intervenientes no setor, que deve abranger todos os segmentos de clientes.

III – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes ao longo deste Parecer.

Em **23 de janeiro de 2026**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor na globalidade:

Votos contra os seguintes pontos específicos:

tendo sido aprovado por unanimidade

O parecer que antecede contém 33 (trinta e três) páginas, sendo 2 (duas) destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais 18 (dezoito) páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- contendo sentidos de voto; e
- contendo declarações de voto, o que perfaz um total de 51 (cinquenta e uma) folhas.

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME	Entidade	Votação		
		FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Patrícia Carolino	Representante da Direção-Geral do Consumidor	Anexo 1	—	—
Ana Vasconcelos	Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 2	—	—
Luís Vasconcelos	Representante da Associação Nacional de Municípios	Anexo 3	—	—
João Fernandes	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - DECO	Anexo 4	—	—
Eduardo Quinta Nova	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - UGC	Anexo 5	—	—
Célia Marques	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - UGC	Anexo 5	—	—
Ingride Pereira	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - DECO	Anexo 6	—	—
Luís Pisco	Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira	Anexo 7	—	—
Carlos Silva	Representantes dos consumidores nos termos do n.º 6 do artigo 46.º dos Estatutos da ERSE - AIMMAP	Anexo 8	—	—
João Marinho	Representante de associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - Siderurgia Nacional	Anexo 9	—	—
Paula Almeida	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - REN	Anexo 10	—	—
Rui Miguel Bernardo	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND) – E-Redes	Anexo 11	—	—
Alexandre Rodrigues	Representante das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - CEVE	Anexo 12	—	—

CONSELHO TARIFÁRIO

Bruno Matos	Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente – SU ELETRICIDADE	Anexo 13	—	—
Ana Bernardo	Representante dos pequenos comercializadores de energia	Anexo 14	—	—
Ricardo Ferrão	Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre	Anexo 15	—	—
Luís Plácido	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores - EDA	Anexo 16	—	—
Armindo Santos	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira - EEM	Anexo 17	—	—
Mário Reis	Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores	—	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 18	—	—	—