

CONSULTA PÚBLICA 137

ESTUDO TÉCNICO

Atualização dos Períodos Horários em Portugal continental

SETOR ELÉTRICO



ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL DOS PERÍODOS HORÁRIOS	5
2.1	Portugal continental	5
2.2	Espanha	12
2.3	Resto da Europa	17
3	METODOLOGIA E PRESSUPOSTOS	19
3.1	Metodologia de cálculo dos custos incrementais.....	19
3.1.1	Dados utilizados.....	22
3.1.2	Cálculo do trânsito de energia nas redes.....	23
3.1.3	Cálculo dos custos incrementais das redes	25
3.2	Pressupostos de determinação da localização dos períodos horários	32
3.3	Outras metodologias e pressupostos	34
3.4	Limitações das metodologias e dos pressupostos	35
4	DISCUSSÃO DE RESULTADOS.....	39
4.1	Métrica dos custos incrementais das redes	40
4.1.1	Ciclo diário	40
4.1.2	Ciclo semanal.....	42
4.1.3	Ciclo semanal opcional	44
4.1.4	Ciclo semanal por épocas	46
4.2	Métricas alternativas	52
4.2.1	Consumo.....	52
4.2.2	Custo total de fornecimento.....	60
4.3	Análise complementar aos períodos de vazio	64
5	ATUALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS	71
5.1	Novos períodos horários	71
5.2	Comparação dos períodos horários vigentes e novos	77
6	ADEQUAÇÃO DAS HORAS DE PONTA NOS MAPAS HORÁRIOS	83
6.1	Identificação das 100 horas de ponta real da rede	83
6.2	Sobreposição com as 5 horas diárias de menor preço grossista	89
6.3	Dias de maior consumo	93
6.4	Consumo durante fenómenos extremos.....	95
7	ANÁLISE DE IMPACTE DOS NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS NA FATURA DOS CLIENTES	99
7.1	Impacte potencial para um cliente residencial.....	100
7.1.1	Cliente residencial, sem autoconsumo.....	100

7.1.2	Cliente residencial, com autoconsumo.....	105
7.2	Impacte potencial para a Iluminação Pública	114
7.3	Impacte potencial para um cliente de comércio e serviços (na BTE)	116
7.4	Impacte potencial para um cliente industrial (na MT, AT e MAT)	118
7.4.1	Portugal continental	118
7.4.2	Área de Rede (A – Norte, B – Centro e C – Sul)	120
7.5	Impacte potencial para produtores com remuneração garantida	122
ANEXOS.....		127
I.	Áreas de rede A, B e C da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT.....	127
II.	Fluxograma do trânsito das redes	133
III.	Resultados detalhados do capítulo 4.....	135
IV.	Impactes potenciais dos novos períodos horários para clientes industriais	198

1 ENQUADRAMENTO

Para 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, vários países aplicam preços diferenciados pela hora em que ocorre o consumo. Em Portugal continental, menos de 10% dos clientes encontram-se nesta situação. Como vários destes clientes são instalações empresariais com elevados consumos de energia, ligadas nos níveis de tensão superiores, estes 10% de clientes representam mais de 68% do consumo de eletricidade no território continental.

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. Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais (horas de ponta, cheias, de vazio normal e de super vazio), previstos no Regulamento Tarifário do setor elétrico (RT) ¹, apresentam uma duração e localização diferenciada por ciclo de contagem. Com a publicação das tarifas de energia elétrica para o ano 2005 ², 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 ³. Em 2009 foi realizada uma revisão da localização dos períodos horários ⁴. Adicionalmente, foi operacionalizada, em 2024, 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 ⁵.

Os períodos horários aprovados pela ERSE são de aplicação obrigatória na tarifa de Acesso às Redes e, no caso dos clientes fornecidos em mercado regulado, também para efeitos dos preços de venda clientes finais ⁶. Para os clientes fornecidos em mercado liberalizado, os comercializadores podem oferecer

¹ [Regulamento n.º 1218/2025](#), de 7 de novembro, publicado em Diário da República.

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

³ O ciclo semanal é aplicável a todos os níveis de fornecimento. O ciclo semanal opcional é aplicável aos fornecimentos em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT) e média tensão (MT). O ciclo diário é aplicável aos fornecimentos em baixa tensão especial (BTE) e baixa tensão normal (BTN).

⁴ 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.

⁵ Para mais informação, consulte a secção 5.1 e o Anexo II do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025](#)», de dezembro de 2024.

⁶ 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 no

períodos horários distintos para a componente de energia, a qual não inclui a parcela referente à tarifa de Acesso às Redes ⁷. Para os clientes fornecidos em BTN com uma potência contratada até 20,7 kVA, existem três opções tarifárias disponíveis, podendo os clientes escolher entre as opções simples (sem diferenciação), bi-horária (com dois períodos horários: horas fora de vazio e horas de vazio) e tri-horária (com três períodos horários: horas de ponta, horas cheias e horas de vazio). 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 BTN ⁸.

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) está a registar alterações significativas nos padrões de consumo e de utilização das redes, 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 através de fontes de energia renovável, particularmente a solar (incluindo o autoconsumo), que, dado tratar-se de produção distribuída, tem alterado os padrões dos trânsitos de energia elétrica nas redes.

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

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. 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 minimização dos investimentos necessários no seu reforço.

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.

⁷ 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 quarto-horários no mercado à vista do Mercado Ibérico de Eletricidade.

⁸ 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].

Com este objetivo, a ERSE divulgou, em finais de 2024, um estudo exploratório visando a atualização dos períodos horários, o qual foi incluído no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025](#)», e recebeu comentários do Conselho Tarifário (CT) aquando da proposta tarifária. O estudo foi sujeito a um processo de aprimoramento e desenvolvimento contínuo ao longo de 2025, tendo em consideração os comentários do CT. Consequentemente, foi publicado, em novembro de 2025, o documento justificativo para a «Atualização dos Períodos Horários em Portugal continental», na abertura da Consulta Pública n.º 137.

O presente documento, designado por Estudo Técnico para a «Atualização dos Períodos Horários em Portugal continental», corresponde ao documento da abertura, atualizado com informação mais recente. Integra também alterações que decorreram dos comentários recebidos durante o processo de consulta, analisados em documento autónomo. O documento apresenta a metodologia, os pressupostos e os principais resultados do estudo técnico, suportando o encerramento da consulta pública.

2 CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL DOS PERÍODOS HORÁRIOS

2.1 PORTUGAL CONTINENTAL

Em Portugal continental, menos de 10% dos clientes encontram-se em opções tarifárias em que os preços da tarifa de Acesso às Redes são diferenciados consoante a hora em que ocorre o consumo (conhecidas, em inglês, como «Time of Use», ToU), como se pode observar no Quadro 2-1 ⁹.

No entanto, apesar de constituírem um valor reduzido em número, estes clientes são responsáveis por mais de 68% da energia elétrica total consumida no território continental, uma vez que englobam as instalações de média e grande dimensão, ligadas nos níveis de tensão superiores (Quadro 2-2).

Quadro 2-1 - Tipificação de clientes por nível de fornecimento, opção tarifária e ciclo de contagem, no final de 2025

Ciclo de contagem	Número de contratos				Ciclo de contagem (%)
	BTN (s/IP)	BTN (IP)	BTE	MT/AT/MAT	
Sem ciclo	5 972 618	5 165	-	-	90,56%
Diário	301 049	23 591	30 088	-	5,37%
Semanal	196 712	31 481	12 298	25 450	4,03%
Semanal opcional	-	-	-	2 045	0,03%
Semanal por épocas	-	-	-	90	0,001%
<i>Nível de fornecimento (%)</i>	<i>98,03%</i>	<i>0,91%</i>	<i>0,64%</i>	<i>0,42%</i>	<i>100,00%</i>

Opção tarifária	Número de contratos				Opção tarifária (%)
	BTN (s/IP)	BTN (IP)	BTE	MT/AT/MAT	
Simples	5 972 618	5 165	-	-	90,56%
Bi-horário	386 098	15 220	-	-	6,08%
Tri-horário	111 663	39 852	-	-	2,30%
Tetra-horário	-	-	42 386	27 585	1,06%
<i>Nível de fornecimento (%)</i>	<i>98,03%</i>	<i>0,91%</i>	<i>0,64%</i>	<i>0,42%</i>	<i>100,00%</i>

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

⁹ Esta percentagem será superior caso se incluam todas as ofertas em que os preços de venda a clientes finais têm alguma diferenciação temporal. Esta perspetiva mais abrangente iria incluir (1) ofertas indexadas ou a preços dinâmicos (que dependem da curva horária no mercado grossista) e (2) outras ofertas comerciais em que o preço final depende da hora de consumo. Em vários casos, estes tipos de ofertas em BTN assumem a opção simples para efeitos da tarifa de Acesso às Redes.

Quadro 2-2 - Energia consumida em Portugal continental por nível de fornecimento e opção tarifária, prevista para 2026

Opção Tarifária	Energia						Opção tarifária (%)
	BTN (s/IP)	BTN (IP)	BTE	MT	AT	MAT	
Simplex	31,59%	0,07%	-	-	-	-	31,66%
Bi-horário	3,97%	0,20%	-	-	-	-	68,34%
Tri-horário	4,79%	1,13%	-	-	-	-	
Tetra horário	-	-	7,07%	30,87%	14,64%	5,66%	
Energia por nível de tensão (%)	40,36%	1,41%	7,07%	30,87%	14,64%	5,66%	100,00%

Nota: Valores previstos pela ERSE para 2026.

A aplicação de preços diferenciados pela hora de consumo depende, em grande medida, do ciclo de contagem associado a cada instalação, que determina como são classificadas cada uma das horas ao longo do dia, da semana e do ano. Estes ciclos dependem do nível de tensão a que a instalação de consumo está ligada, sendo por isso essencial compreender a estrutura tarifária atual para avaliar o potencial impacto de uma reformulação dos períodos horários.

A duração e localização dos períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais, previstos no Regulamento Tarifário, é diferenciada por ciclo de contagem e, conforme referido acima, os ciclos de contagem são função do nível de tensão.

O conjunto de ciclos de contagem disponíveis em Portugal continental encontra-se no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Ciclos de contagem atualmente disponíveis em Portugal continental

Portugal continental
Cientes em MAT, AT e MT: • Ciclo Semanal • Ciclo Semanal opcional • Ciclo Semanal por épocas Cientes 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.

O ciclo diário caracteriza-se por uma definição (duração e localização) dos períodos horários igual para todos os dias da semana, ou seja, não é apresentada diferenciação entre os dias úteis e os fins de semana. Neste ciclo, além da distinção dentro do dia, apenas é considerada a distinção dos dois períodos de hora legal ¹⁰ (verão e inverno) ¹¹.

O ciclo semanal caracteriza-se por uma definição dos períodos horários em três categorias: (i) os dias úteis, (ii) os sábados e (iii) os domingos. Inclui ainda a distinção dos dois períodos de hora legal (verão e inverno) ¹².

Os clientes 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 ¹³. Para estes, consideram-se nos feriados nacionais os períodos horários aplicáveis nos domingos ¹⁴.

O período horário de vazio aplicável nas opções tarifárias 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 opções tarifárias com dois períodos horários engloba os períodos de horas de ponta e de horas cheias. Assim, as opções bi-horária e tri-horária correspondem a uma agregação parcial dos períodos horários da opção tetra-horária, conforme se apresenta no Quadro 2-4. No caso da opção simples, esta agrega todos os períodos, sem diferenciação temporal.

¹⁰ Nos termos do Decreto-Lei n.º 17/96, de 8 de março, a hora legal de inverno em Portugal continental coincide com o tempo universal coordenado (UTC) no período compreendido entre a 1 hora UTC do último domingo de outubro e a 1 hora UTC do último domingo de março seguinte. Complementarmente, a hora legal de verão coincide com o tempo universal coordenado aumentado de sessenta minutos no período compreendido entre a 1 hora UTC do último domingo de março e a 1 hora UTC do último domingo de outubro.

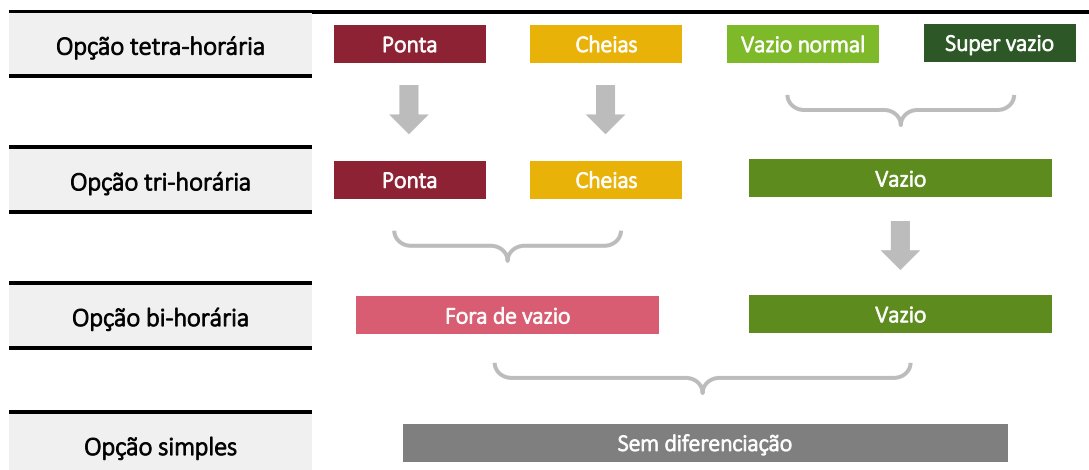
¹¹ Ver Quadro 8.2 do RT.

¹² Ver Quadro 8.1 do RT.

¹³ Ver n.º 5 do artigo 51.º do Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás (RRC).

¹⁴ Ver n.º 8 do artigo 36.º do RT.

Quadro 2-4 - Agregação dos períodos horários a partir da opção tetra-horária



O Regulamento Tarifário define a duração dos períodos horários para o ciclo diário (Quadro 2-5) e o ciclo semanal (Quadro 2-6).

Quadro 2-5 - 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

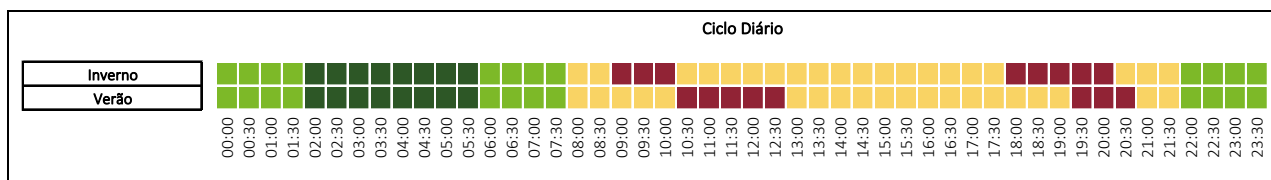
Quadro 2-6 - Ciclo semanal em Portugal continental

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

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 ofereceram-se períodos horários alternativos na medida em que ambas as soluções permitiam assegurar a transmissão de sinais económicos eficientes.

As localizações dos períodos horários, para o ciclo diário, ciclo semanal e semanal opcional, em 2026, estão reunidas no Quadro 2-7, Quadro 2-8 e Quadro 2-9, respetivamente.

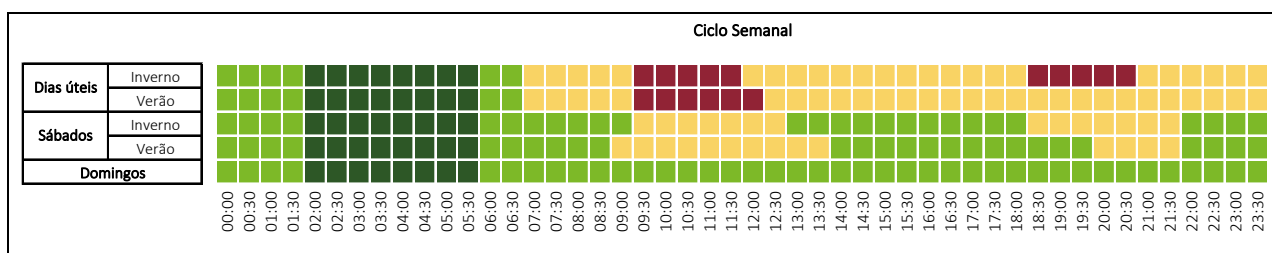
Quadro 2-7 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2026



Legenda: ■ Ponta | ■ Cheias | ■ Vazio normal | ■ Super vazio

Nota: Em BTN, o ciclo poderá ter discriminação em dois períodos (opção bi-horária) ou em três períodos (opção tri-horária).

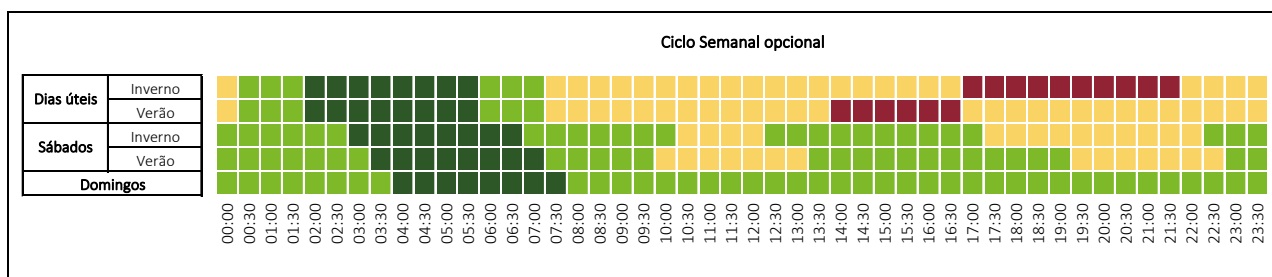
Quadro 2-8 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2026



Legenda: ■ Ponta | ■ Cheias | ■ Vazio normal | ■ Super vazio

Nota: Em BTN, o ciclo poderá ter discriminação em dois períodos (opção bi-horária) ou em três períodos (opção tri-horária). O ciclo semanal é o único que apresenta granularidade de 15 minutos, nomeadamente no período de ponta da hora legal de verão, que ocorre no período 9:15 – 12:15. Por aproximação, a figura apresenta o período 9:30 – 12:30 como sendo, na totalidade, horas de ponta.

Quadro 2-9 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2026



Legenda: ■ Ponta | ■ Cheias | ■ Vazio normal | ■ Super vazio

Adicionalmente, em 2024, foi introduzido o ciclo semanal por épocas, conforme a revisão regulamentar aprovada no contexto da Consulta Pública da ERSE n.º 101 ¹⁵. Este ciclo está disponível para clientes em MAT, AT e MT com a opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes.

Os mapas horários, com uma estrutura com um ciclo de contagem semanal e diferenciando as durações por tipo de dia, passam a também diferenciar as durações por época ¹⁶. Adotaram-se os termos de Época Alta, Época Média e Época Baixa para designar os três intervalos no qual foi dividido cada ano.

¹⁵ Disponível em: <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-101/>

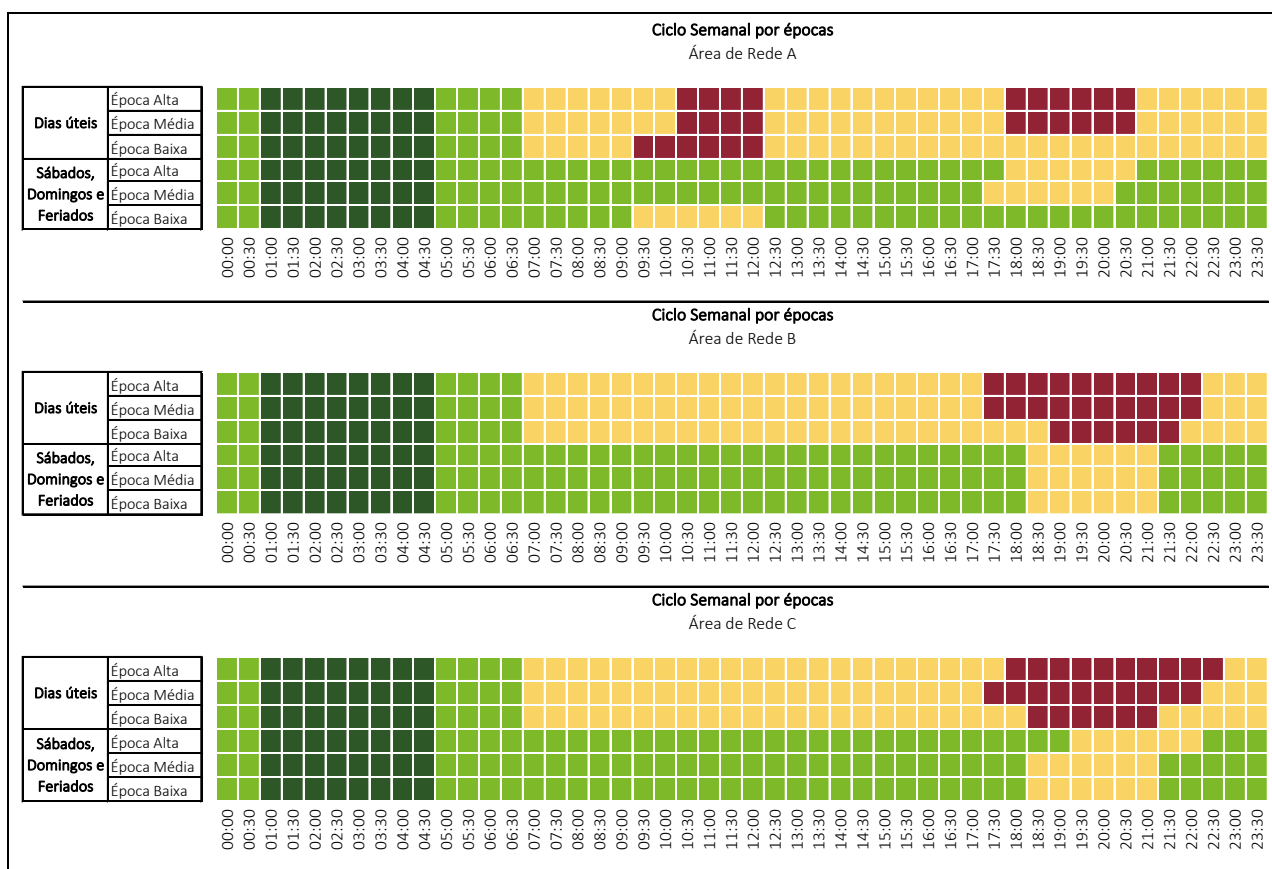
¹⁶ Esta estrutura segue o estabelecido pela ERSE na [Diretiva n.º 6/2018](#), de 27 de fevereiro, que aprova as regras dos projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental.

A duração e localização dos períodos horários do ciclo semanal por épocas encontram-se resumidas no Quadro 2-10 e Quadro 2-11, respetivamente. A distribuição das épocas encontra-se no Quadro 2-12.

Quadro 2-10 - Duração dos períodos horários para o ciclo semanal por épocas

		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

Quadro 2-11 - Localização dos períodos horários do ciclo semanal por épocas



Quadro 2-12 - Distribuição das épocas por Área de rede

	Área de rede A	Área de rede B	Área de rede C
Janeiro	Alta	Alta	Média
Fevereiro	Alta	Alta	Média
Março	Média	Média	Baixa
Abril	Baixa	Baixa	Baixa
Maio	Baixa	Baixa	Baixa
Junho	Baixa	Baixa	Baixa
Julho	Baixa	Baixa	Alta
Agosto	Baixa	Baixa	Alta
Setembro	Baixa	Baixa	Alta
Outubro	Baixa	Baixa	Baixa
Novembro	Média	Média	Baixa
Dezembro	Alta	Alta	Baixa

O âmbito geográfico de cada uma das três áreas de rede do ciclo semanal por épocas encontra-se no Anexo I ¹⁷.

2.2 ESPANHA

A estrutura de períodos horários vigentes em Espanha ¹⁸ foi atualizada no âmbito da Circular 3/2020, de 15 de janeiro ¹⁹, tendo substituído a anterior, que tinha sido implementada em 2001 ²⁰. Para além de

¹⁷ Apresenta a correspondência com a listagem de concelhos pelas seis áreas de rede apresentadas pela E-REDES, as quais coincidem com as utilizadas no projeto piloto referido anteriormente, e que constam da proposta de manual, referido no art.º 35.º do RT, enviado à ERSE.

¹⁸ A presente análise tem como referência a Espanha Peninsular, desconsiderando, como tal, as Ilhas Baleares e as Canárias, bem como Ceuta e Melilla.

¹⁹ A Circular 3/2020, responsabilidade da Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), estabeleceu a nova metodologia para o cálculo das tarifas de transporte e distribuição de eletricidade, tendo igualmente alterado a estrutura de períodos horários. Ver, em particular, o Artigo 7.º da Circular 3/2020, disponível em: https://www.cnmc.es/sites/default/files/2875531_13.pdf.

A nova definição dos períodos horários, tendo por base a Circular 3/2020, foi promulgada no Artigo 4.º do Real Decreto 148/2021, de 9 de março, disponível em: <https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/18/pdfs/BOE-A-2021-4239.pdf>.

²⁰ Ver Real Decreto 1164/2001, de 26 de outubro, no qual foram estabelecidas as tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição de energia elétrica. Para mais detalhes relativamente à definição dos períodos horários, remete-se, em particular, para o Artigo 7.º, disponível em: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2001/10/26/1164>.

Mais tarde, novos pressupostos relacionados com a definição de temporadas e tipologia de dias viriam a ser igualmente introduzidos, pela Orden ITC/2794/2007, de 27 de setembro, disponível em: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-17078>.

contemplar a evolução da procura, esta alteração teve igualmente como objetivo fornecer aos consumidores de eletricidade sinais de preços para incentivar a utilização da rede elétrica em períodos de menor saturação da rede e desencorajar o seu uso em períodos de maior procura e nos quais a probabilidade de saturação é maior.

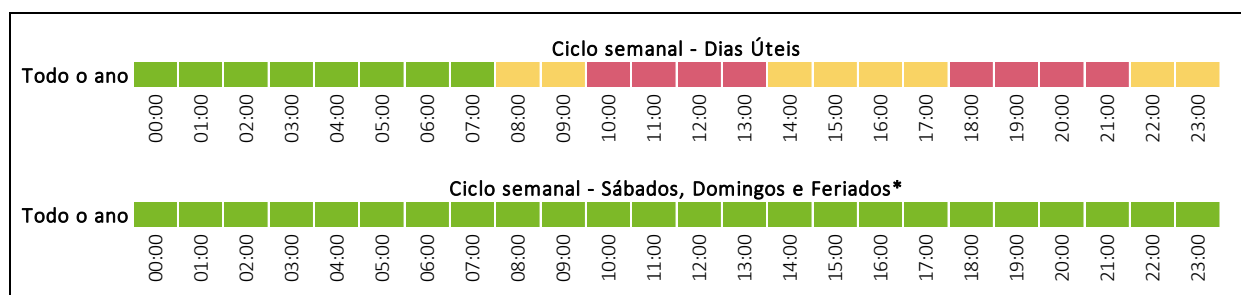
Com a entrada em vigor dos atuais períodos horários, a 1 de junho de 2021, a opção tarifária simples, que anteriormente estava disponível para clientes ligados em BT com potência contratada igual ou inferior a 15 kW, foi abolida, com o mesmo a aplicar-se à opção bi-horária. Como tal, os preços, que já eram diferenciados em função da hora de consumo para os clientes industriais, passaram a sê-lo igualmente para os clientes residenciais, englobando, deste modo, todos os consumidores de eletricidade, independentemente do nível de tensão. Aplica-se igualmente diferenciação ao nível da potência contratada para todo o tipo de consumidores, como se analisará adiante.

Em Espanha, vigoram atualmente apenas o ciclo de contagem semanal e a opção tarifária tri-horária, que se aplicam a todos os níveis de tensão. Os respetivos períodos horários distinguem-se, no entanto, em dois mapas, apresentados no Quadro 2-13 e Quadro 2-14.

No que se refere aos clientes residenciais, ligados em BT com potência contratada igual ou inferior a 15 kW ²¹, a diferenciação de preços rege-se por uma estrutura de consumo tri-horária, considerando três períodos horários - ponta, cheias e vazio. O Quadro 2-13 apresenta o respetivo mapa dos períodos horários, que se desagrega em duas categorias: (i) dias úteis, e (ii) sábados, domingos e feriados. Este mapa aplica-se a todo o ano, sem distinguir meses de inverno e de verão.

²¹ Por comparação, a BTN em Portugal inclui valores de potência contratada até 41,4 kVA. Conforme referido anteriormente, para os clientes fornecidos em BTN com uma potência contratada até 20,7 kVA, há três opções tarifárias disponíveis (simples, bi-horária e tri-horária) e, para os clientes fornecidos em BTN com uma potência contratada acima de 20,7 kVA, a discriminação é necessariamente tri-horária.

Quadro 2-13 - Períodos horários para consumidores em BT com potência contratada igual ou inferior a 15 kW, em Espanha, desde 2021



Legenda: ■ Horas de Ponta ■ Horas Cheias ■ Horas de Vazio

* Feriados nacionais, excluindo os feriados substituíveis e aqueles sem data fixa.

Como é possível analisar do quadro acima, os dias úteis têm 8 horas de ponta (10h-14h e 18h-22h), 10 horas cheias (8h-10h, 14h-18h e 22h-24h) e 8 horas de vazio (0h-8h), enquanto os dias de fim de semana e feriados se encontram sempre em vazio.

Para além desta diferenciação, ao nível do consumo, existe igualmente a possibilidade, neste caso sem obrigatoriedade, de adotar uma diferenciação bi-horária dos preços de potência contratada. Como tal, ao invés de contratar apenas uma potência que se mantém sempre a mesma, é possível ter potências contratadas de vazio (0h-8h) e de fora de vazio (8h-24h), nos dias úteis, e apenas potência de vazio aos sábados, domingos e feriados, como definido no quadro acima. Importa salientar que a potência contratada, à escolha dos consumidores, pode apenas ser alterada a cada doze meses ²².

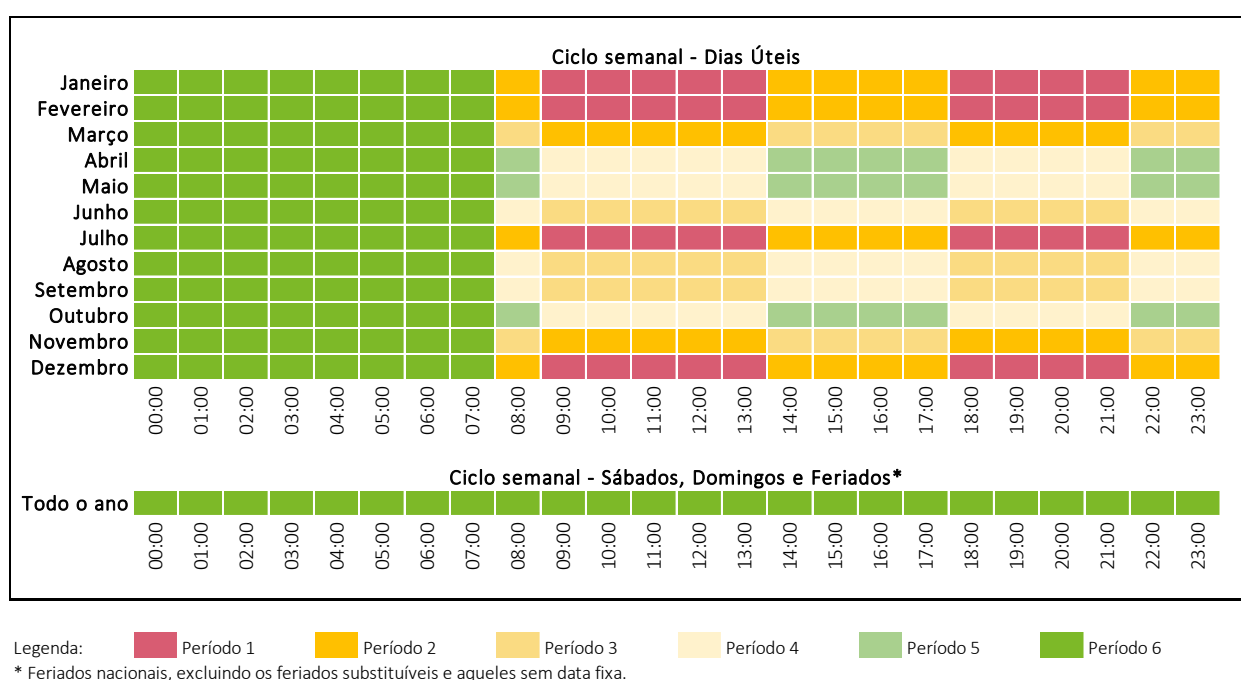
No que diz respeito ao conjunto dos consumidores conectados em BT com potência contratada superior a 15 kW, em MT e em AT, aplica-se igualmente uma estrutura de consumo tri-horária, que apresenta, no entanto, seis períodos horários distintos ao longo do ano – Período 1 a Período 6, indicando saturação decrescente da rede elétrica. Os períodos que integram a opção tri-horária distinguem-se em quatro temporadas de preços, que, no caso de Espanha Peninsular, se dividem da seguinte forma: a temporada alta, que compreende os meses de janeiro, fevereiro, julho e dezembro; a temporada média alta, que se

²² Na escolha da potência contratada, o valor a contratar nos períodos de vazio pode ser superior ao valor contratado nos períodos de fora de vazio nos casos em que os consumidores tenham, a título de exemplo, equipamentos de acumulação de água quente sanitária, máquinas de lavar e/ou secar programáveis ou um veículo elétrico, aproveitando para efetuar o seu carregamento no período de vazio. Desta forma, a escolha de uma potência mais elevada no período de vazio, associado a um termo de potência mais barato, pode reduzir a fatura de eletricidade.

refere aos meses de março e novembro; a temporada média, que engloba junho, agosto e setembro; e, por último, a temporada baixa, que integra abril, maio e outubro.

No Quadro 2-14 apresenta-se o mapa dos períodos horários dos consumidores mencionados, igualmente desagregado em duas categorias: (i) dias úteis, em cada mês do ano, e (ii) sábados, domingos e feriados, em todo o ano.

Quadro 2-14 - Períodos horários para consumidores em BT com potência contratada superior a 15 kW, MT, e AT, em Espanha, desde 2021



Como se pode observar no mapa acima, todos os dias úteis apresentam três períodos horários distintos, sendo comum o período 6, de vazio, que se prolonga por 8 horas (0h-8h). Quanto aos restantes, verifica-se efetivamente um padrão análogo por época de consumo, destacando-se um período de 9 horas de maior consumo (9h-14h e 18h-22h) e um período de 7 horas de menor afluência às redes (8h-9h, 14h-18h e 22h-24h), em todos os meses do ano. Para efeitos de simplificação e compreensão, a mudança entre períodos horários, nos dias úteis, é, deste modo, concretizada nas mesmas horas, em todos os meses. Por outro lado, os dias de fim de semana e feriados nacionais mantêm-se em vazio durante todo o ano.

Os consumidores em BT com potência contratada superior a 15 kW, em MT e em AT podem optar por contratar até seis tipos de potência, uma para cada período horário. A alteração de potência é igualmente

possível apenas a cada doze meses decorridos. Adicionalmente, as potências não podem ser decrescentes desde o Período 1 até ao Período 6 ²³, e, sendo a potência contratada *ex ante*, os clientes podem ultrapassar o valor contratado, pagando uma penalização pela potência em excesso em cada quarto de hora.

Da análise dos mapas de períodos horários vigentes em Espanha, destaca-se a estrutura horária em blocos de uma hora, distinguindo-se da granularidade horária em blocos de 30 minutos em Portugal continental ²⁴. Não obstante a capacidade dos contadores inteligentes em registar consumos em intervalos mais curtos, a faturação horária oferece uma maior simplicidade para o utilizador da rede, em particular no segmento residencial.

Em termos metodológicos, de acordo com a Circular 3/2020, de 15 de janeiro ²⁵, os mapas dos períodos horários em Espanha foram obtidos através da análise de dados históricos de consumo, tendo por base diagramas classificados para cada nível de tensão, mas também os trânsitos de energia em níveis de tensão inferiores e as respetivas perdas de energia. Consideraram-se como ponta as horas com maior procura da rede elétrica, enquanto as cheias refletem congestão intermédia da rede e o vazio indica um uso menor. No caso dos consumidores domésticos, foi atribuído, para efeitos de simplificação e compreensão, igual número de horas aos períodos de ponta, cheias e vazio, nos dias úteis. Quanto aos consumidores industriais, a repartição tri-horária foi definida de forma mais precisa, considerando, como analisado anteriormente, um período de 9 horas diárias de maior consumo, 7 horas de consumo intermédio e 8 horas de vazio, nos dias úteis, atendendo a que estes grupos de consumidores consomem mais energia, mas têm também maior capacidade para adaptar o seu perfil de consumo. Para efeitos de definição de temporadas (mensais) de preços, e tendo em conta que se pretendia assinalar de forma adequada o período de ponta do sistema elétrico, procedeu-se à análise da distribuição mensal das 100, 200, 300 e 600 horas de maior procura, em termos médios, nos anos 2013 a 2018. Em todos os casos analisados pela CNMC, os meses de janeiro, fevereiro, julho e dezembro foram aqueles que apresentaram valores médios mais elevados, tendo, como tal, sido incorporados na temporada alta ²⁶.

²³ A regra de potências contratadas crescentes não se aplica aos fornecimentos em BT com potência contratada igual ou inferior a 15 kW.

²⁴ Com exceção do ciclo de contagem semanal, que considera nas horas de ponta da hora legal de verão uma granularidade de 15 minutos.

²⁵ Ver nota de rodapé 19.

²⁶ Para mais detalhes metodológicos, remete-se para o Anexo II da “Memoria Justificativa de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad”, de 15 de janeiro de 2020, disponível em: https://www.cnmc.es/sites/default/files/2808025_51.pdf

Importa ainda mencionar que os mapas de períodos horários vigentes em Espanha desde 2021 foram determinados com base no perfil de procura dos consumidores na altura, mantendo-se desde então sujeitos a monitorização ²⁷. A progressiva implementação de produção renovável, bem como o armazenamento de energia e a generalização do autoconsumo e da mobilidade elétrica podem conduzir ao descongestionamento da rede, levando à necessidade de adaptar a sinalização dos preços ao uso da rede e, como tal, redefinir os períodos horários.

2.3 RESTO DA EUROPA

A adoção de tarifas com diferenciação de preços em função da maior ou menor utilização da rede elétrica é comum a nível europeu, sendo geralmente estática, na medida em que os períodos horários são definidos antecipadamente no âmbito da fixação da metodologia tarifária ou com periodicidade anual. Em alternativa, embora com menor expressão, pode assumir um perfil dinâmico quando o período de ponta e o preço de utilização de rede são apenas determinados já próximos do tempo real.

De acordo com a Agência da União Europeia para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), são habitualmente estabelecidos dois ou mais períodos horários por dia, destacando-se a implementação de pelo menos três períodos intradiários num total de sete países ²⁸. É igualmente comum diferenciar os dias úteis dos fins de semana e feriados, aplicando-se aos últimos geralmente tarifas mais baixas.

Importa ainda destacar, com base na ACER, que a diferenciação de preços é geralmente comum para todos os utilizadores da rede elétrica e independentemente da localização do consumidor, embora existam casos em que tal não se verifique. Adicionalmente, é introduzida, em alguns países, uma variação sazonal ao longo do ano, com diferenciação, na maioria dos casos, em duas estações ou temporadas e, noutros casos, em três ou quatro ²⁹.

²⁷ Foi criado um grupo de trabalho para o efeito, com base no n.º 3 da Disposición adicional primera da Circular 3/2020, de 15 de janeiro.

²⁸ Dinamarca, Eslovénia, Espanha, Estónia, França, Irlanda e Portugal.

²⁹ Para mais informações acerca da metodologia das tarifas de rede para a eletricidade na Europa, consultar o Relatório “[Getting the price signals right: ACER’s principles for fair and cost-reflective electricity network tariffs](#)”, elaborado pela ACER e publicado no dia 26 de março de 2025. Em particular, remete-se para a [seção 6.6](#) do Relatório, e para as tabelas 40 a 43 do [Anexo 1](#).

Por fim, é de mencionar que a Comissão Europeia publicou, no dia 17 de julho de 2026, uma proposta legislativa abrangente ³⁰, relativa ao Plano de Ação para a Eletrificação e à revisão do Sistema de Comércio de Licenças de Emissão da União Europeia (CELE). Um aspeto a destacar é a proposta de novo normativo sobre o desenho das tarifas de rede, de forma a prepará-las para o sistema elétrico do futuro. Uma das novidades propostas, no artigo 18.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, é a explicitação que as tarifas de rede devem ter diferenciação por período horário ³¹, para refletir o uso das redes elétricas.

³⁰ Comunicado de imprensa da Comissão Europeia «[Commission boosts Europe's competitiveness, decarbonisation and independence with Electrification Action Plan and ETS review](#)», de 17 de julho de 2026.

³¹ Atualmente, o [Regulamento \(UE\) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho](#), de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, na sua redação vigente, não é prescritivo sobre a aplicação de períodos horários, indicando no n.º 7 do artigo 18.º que a sua introdução deve ser ponderada («Nos casos em que os Estados-Membros tenham implantado sistemas de contador inteligente, as entidades reguladoras devem ponderar a aplicação de tarifas de rede diferenciadas em função do período do dia, ao fixar ou aprovar as tarifas de transporte e distribuição ou as suas metodologias nos termos do artigo 59.º da Diretiva (UE) 2019/944 e, se for caso disso, podem ser introduzidas tarifas de rede diferenciadas em função do período do dia, refletindo a utilização da rede de forma transparente, eficiente em termos de custos e previsível para o cliente final.»).

3 METODOLOGIA E PRESSUPOSTOS

3.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Esta secção descreve a metodologia utilizada para determinar novas localizações dos períodos horários (posteriormente apresentadas no Capítulo 5), a aplicar aos consumos dos clientes em BT, MT, AT e MAT. A abordagem principal adotada 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.

Paralelamente à análise dos custos incrementais das redes, foram também exploradas outras métricas complementares para a avaliação do modelo e dos seus resultados, conforme descrito na secção 3.3.

A metodologia para o cálculo dos custos incrementais das redes encontra-se ilustrada no Quadro 3-1, de forma estilizada, em quatro etapas. Na primeira etapa, é reunida a informação dos consumos e da geração distribuída, para cada nível de tensão, podendo a mesma estar apresentada em potência (MW) ou energia (MWh). Na segunda etapa, determinam-se os diagramas de trânsito de energia nas redes de transporte e de distribuição, os quais permitem identificar os momentos de maior e menor utilização das infraestruturas³². Na terceira etapa, determinam-se os diagramas classificados dos trânsitos de energia, em que os intervalos temporais ficam ordenados³³ de forma a obter a curva decrescente dos trânsitos de energia. Na quarta etapa, com base nesses 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, que permitem, designadamente, afetar esses períodos dos respetivos fatores de ajustamento para perdas. A mesma classificação permite atribuir os custos incrementais das redes, em EUR/MWh, associados a cada um desses períodos³⁴. Estas quatro etapas são repetidas para cada nível de tensão, numa perspetiva «bottom-up», desde BT até MAT.

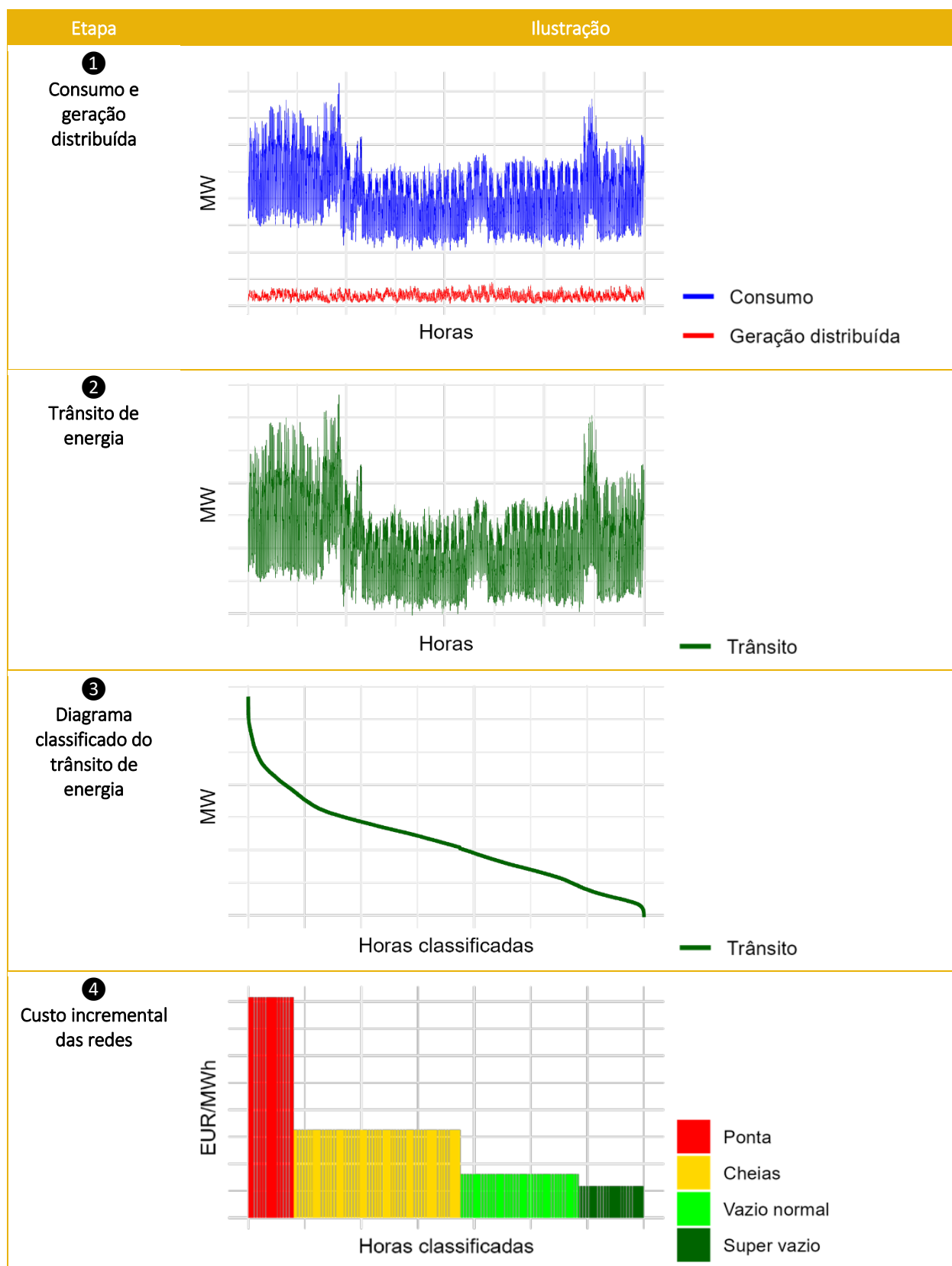
³² Em termos gerais, os trânsitos de energia em determinado nível de tensão correspondem, em cada quarto de hora, ao somatório dos consumos do próprio nível e dos consumos a jusante, subtraídos do somatório da geração distribuída a jusante, incluindo uma correção para as perdas a jusante.

³³ Designado na ilustração como “Horas classificadas”.

³⁴ Os custos incrementais das redes referem-se aos parâmetros utilizados na fixação das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição, e que determinam a estrutura tarifária por variável de faturação. Estes valores são divulgados no contexto do processo tarifário.

Esta abordagem visa assegurar que os sinais de preço incentivem uma utilização mais eficiente das infraestruturas, promovendo um consumo mais equilibrado ao longo do dia, com o objetivo de reduzir picos de carga e, assim, minimizar os custos operacionais e de manutenção e mitigar a necessidade de investimentos em reforços na rede.

Quadro 3-1 - Ilustração das etapas para o cálculo do custo incremental das redes



Por fim, foram produzidos os mapas dos períodos horários para todos os ciclos existentes e para todos os anos da amostra (2014 a 2025), considerando os pressupostos apresentados na secção 3.2. Para determinar os novos períodos considerou-se a média dos três anos mais recentes (2023 a 2025).

3.1.1 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 2014 a 2025 para Portugal continental ³⁵, e encontram-se discriminados por nível de tensão, por área geográfica ³⁶ 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. A partir da informação da E-REDES para o consumo e a geração distribuída, foram determinados os trânsitos de energia, conforme a descrição na secção 3.1.2. Os valores anuais de energia, em TWh, para estas dimensões, são apresentados no Quadro 3-2.

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	2025
<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	49,75
Geração distribuída	23,23	20,83	22,48	20,97	22,40	23,43	22,58	22,82	21,19	21,88	25,54	25,00
Trânsito de energia em MAT	27,83	29,49	27,57	31,85	31,50	28,60	29,20	27,43	30,93	29,80	26,85	29,48
Trânsito de energia em AT	29,66	30,86	29,38	33,56	33,31	30,87	30,75	29,40	32,38	31,41	30,39	32,93
Trânsito de energia em MT	36,05	35,96	35,53	38,41	38,90	36,92	36,82	35,46	37,99	37,42	37,34	39,30
Trânsito de energia em BT	25,56	24,74	24,56	25,26	26,14	25,17	24,97	25,07	25,54	25,60	25,78	27,73

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

Complementarmente, foram também recolhidos os preços horários ³⁷ do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e utilizaram-se parâmetros adotados no cálculo das tarifas de energia elétrica, como, por exemplo, os fatores de ajustamento para perdas e os custos incrementais das redes.

³⁵ Para os resultados exploratórios apresentados no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025](#)» foram utilizados dados relativos aos anos 2013 a 2023.

³⁶ Seis DRC (Direção de Redes e Clientes), à semelhança de estudos anteriores, nomeadamente no âmbito do projeto-piloto de aperfeiçoamento das tarifas de Acesso às Redes, mencionado anteriormente.

³⁷ Correspondentes à negociação em mercado diário, no mercado à vista.

3.1.2 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 distribuída e corrigido das perdas técnicas.

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 a jusante. Logo, a injeção de energia contribui para a redução dos trânsitos de energia 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.

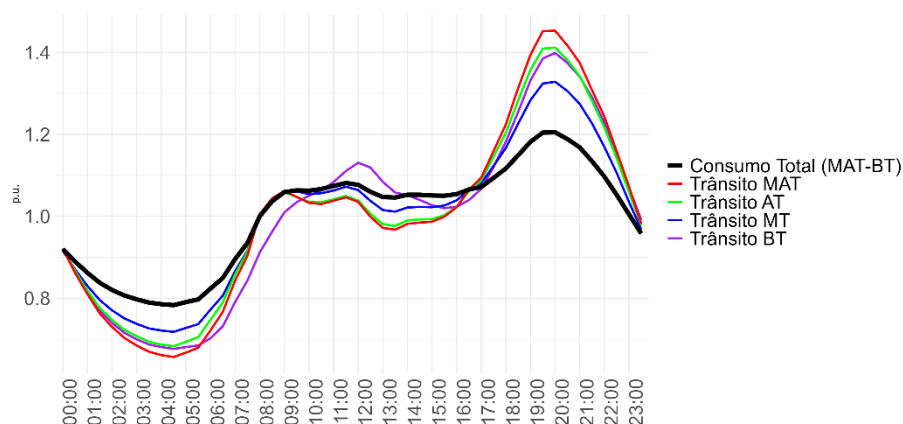
O fluxograma representado na Figura II - 1, do Anexo, ilustra detalhadamente os cálculos e transformações realizados sobre os diagramas de carga fornecidos pela E-REDES, de modo a calcular os trânsitos de energia em cada nível de tensão ³⁸. A metodologia apresentada no fluxograma foi aplicada individualmente a cada área geográfica e replicada para cada ano, com exceção da rede de transporte, em que o trânsito de energia, e a aplicação dos fatores de ajustamento para perdas, foram determinados para o agregado de Portugal continental.

A Figura 3-1 e Figura 3-2 apresentam, respetivamente, os perfis diários médios no período de 2023 a 2025 para o consumo total e trânsitos em cada nível de tensão, bem como os gráficos de dispersão dos consumos e trânsitos dos dias úteis dos meses de dezembro a fevereiro ³⁹, para os mesmos anos, permitindo observar a variabilidade do trânsito de energia em cada nível de tensão.

³⁸ No que se refere aos trânsitos de energia por nível de tensão, os mesmos têm a seguinte designação no fluxograma apresentado na Figura II - 1, do Anexo: **Trânsito BT** = BT carga líquida com perdas (kW) | **Trânsito MT** = MT carga líquida com perdas (kW) | **Trânsito AT** = AT carga líquida com perdas RNT (kW) | **Trânsito MAT** = MAT carga líquida com perdas (kW).

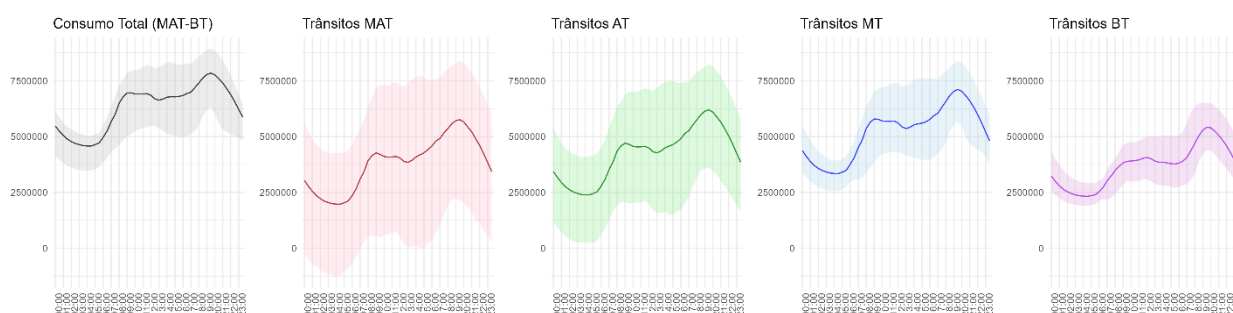
³⁹ Para esta análise foram considerados os três meses centrais compreendidos na hora legal de inverno, uma vez que tendem a incluir os dias de maior utilização da rede.

Figura 3-1 - Perfil médio diário do consumo total e dos trânsitos nas redes, por nível de tensão, no período de 2023 a 2025



Nota: Os valores apresentados em p.u. (por unidade) resultam da normalização de cada curva relativamente ao seu valor médio no período em análise. Este processo permite comparar a forma dos perfis independentemente da sua magnitude absoluta.

Figura 3-2 - Representação do consumo total e respetivos trânsitos nas redes nos dias úteis dos meses de dezembro a fevereiro, nos anos de 2023 a 2025



Nota: As áreas sombreadas indicam a dispersão dos perfis diários de consumo e trânsito observados nos dias úteis dos meses de dezembro a fevereiro, ao longo dos anos de 2023 a 2025 (têm como limites os valores máximos e mínimos). O eixo vertical encontra-se expresso em quilowatt (kW).

Analisando a primeira figura, verifica-se 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. Existem diferenças na amplitude dos valores máximos e mínimos, que

são mais acentuadas nos diagramas dos trânsitos de energia, mas que podem ser um resultado da figura analisar o perfil em termos relativos ⁴⁰.

Na Figura 3-2, observa-se que o trânsito em MAT apresenta a maior variabilidade, com a dispersão dos valores máximos e mínimos a marcar a maior área em torno do perfil médio diário ⁴¹. Tal deve-se ao facto de este nível agregar simultaneamente as flutuações de toda a geração distribuída e de todo o consumo dos níveis a jusante, originando flutuações significativas nos trânsitos.

Os trânsitos nos níveis AT e MT evidenciam um padrão intercalar, demonstrando alguma variabilidade, mas de forma menos acentuada do que em MAT, principalmente MT.

Por sua vez, o trânsito em BT apresenta o perfil mais estável e previsível. A dispersão é reduzida, sobretudo em comparação com os outros níveis, e observa-se um pico claro e consistente no final da tarde, compatível com os hábitos de consumo doméstico.

3.1.3 CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DAS REDES

Após o cálculo dos trânsitos nas redes para cada nível de tensão, todos os períodos de 15 minutos do ano foram classificados numa de quatro categorias horárias: hora de ponta, hora cheia, hora de vazio normal ou hora de super vazio. Esta classificação foi realizada de forma independente para cada área geográfica ⁴², para cada ano e para cada nível de tensão, abrangendo a totalidade do conjunto de dados analisado.

O processo consistiu na ordenação descendente dos períodos de 15 minutos de cada conjunto anual, com base no volume total de trânsito observado no nível de tensão em análise. A partir dessa ordenação, os períodos com maior trânsito foram atribuídos à categoria de horas de ponta, seguindo-se, por ordem

⁴⁰ Na Figura 3-2 observa-se que o perfil médio diário tem, em termos absolutos, um comportamento próximo entre os vários referenciais.

⁴¹ A dispersão dos valores máximos e mínimos refere-se à informação quarto-horária nos dias úteis dos meses de dezembro a fevereiro, nos anos de 2023 a 2025.

⁴² Conforme referido anteriormente, com exceção da rede de transporte, em que o trânsito de energia, e a aplicação dos fatores de ajustamento para perdas, foram determinados para o agregado de Portugal continental.

decrecente, as categorias de horas cheias, horas de vazio normal e, por fim, horas de super vazio, de acordo com a seguinte distribuição de duração horária anual ⁴³:

- **Horas de ponta:** 980 horas (3 920 períodos de 15 minutos)
- **Horas cheias:** 3 705 horas (14 820 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) ⁴⁴

Historicamente, a classificação dos períodos horários em Portugal considerava até **980 horas** anuais como horas de ponta, conforme previsto em estudos anteriores e refletido no estudo exploratório promovido pela ERSE em 2024 (incluído no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025](#)»). No entanto, essa abordagem 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. Conceptualmente, seria sempre difícil localizar as 980 horas de ponta reais, dispersas por períodos irregulares e não contínuos, com o instrumento das horas de ponta no ciclo de contagem semanal, que tem também, em média, essa duração, com a agravante de estar sujeito a um padrão regular e de horas contínuas.

Face a essa limitação, a metodologia adota uma abordagem mais seletiva e representativa da realidade operacional do sistema elétrico, restringindo o sinal das redes relativo ao uso dos troços comuns das redes, refletido no sinal dado pela potência em horas de ponta, a um número mais reduzido de horas, perfazendo as 100 horas anuais com maior trânsito de energia, por nível de tensão. No que respeita à aplicação dos fatores de ajustamento para perdas, esta segue as durações por período horário anteriormente referidas ⁴⁵.

Esta decisão foi sustentada pela análise dos diagramas classificados de trânsito em cada nível de tensão (Figura 3-3), que demonstram que os picos efetivos de carga e utilização da infraestrutura ocorrem num número significativamente mais reduzido de horas. Outros argumentos que balizaram a escolha do número

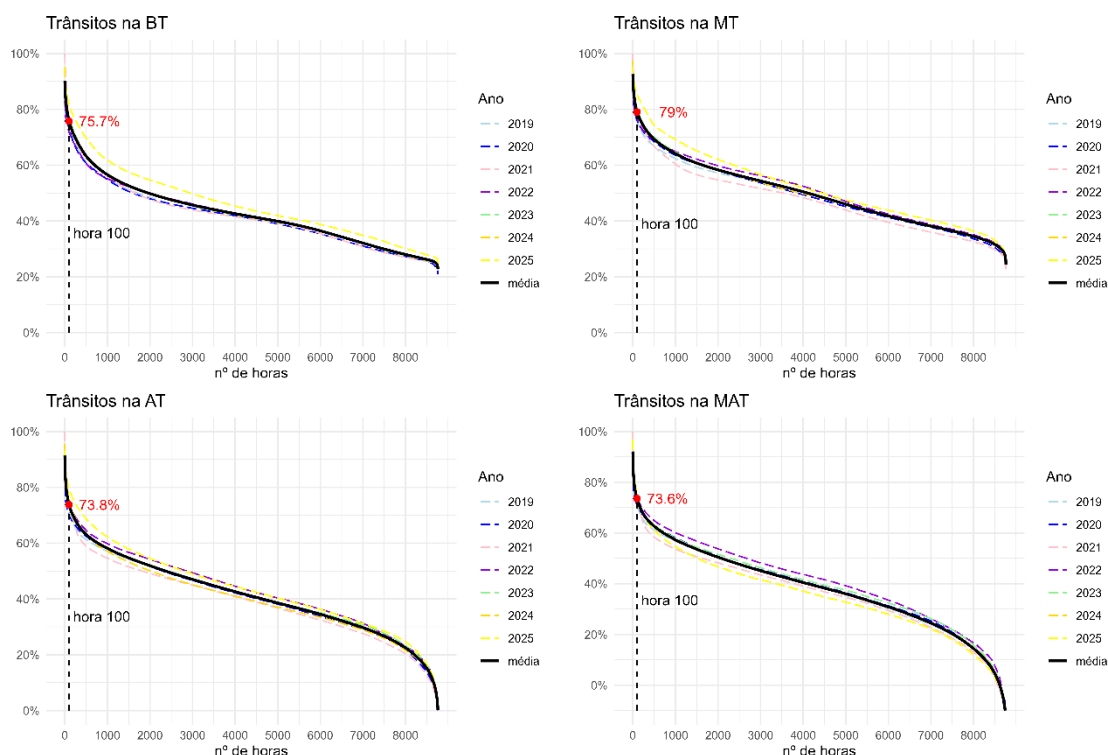
⁴³ As durações refletem as durações dos períodos horários no ciclo semanal. Uma vez que as durações exatas de um determinado ano dependem do número de dias úteis, sábados, domingos e feriados, procurou-se utilizar as durações adotadas em estudos anteriores, nomeadamente a distribuição no estudo da ERSE de [fevereiro de 2018](#) (nota de rodapé 35), sujeitas às alterações referidas.

⁴⁴ Ou 1 479 horas (5 916 períodos de 15 minutos) no caso de anos bissextos.

⁴⁵ Isto é, considera 980, 3 705, 2 620 e 1 455 horas para os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, respetivamente.

das 100 horas anuais, é o facto de ter sido escolhido como a duração anual máxima para ativar horas de ponta crítica, na proposta de projeto-piloto para uma tarifa de Acesso às Redes dinâmica, apresentada pela ERSE em 2018 ⁴⁶, e por ser também uma das durações analisadas pela CNMC no seu estudo para a atualização, em 2021, dos períodos horários em Espanha ⁴⁷.

Figura 3-3 - Diagramas classificados de trânsitos, por nível de tensão, de 2019 a 2025



Nota: As curvas apresentadas em cada diagrama foram construídas com base nos períodos de 15 minutos que registaram os maiores valores de trânsito de 2019 a 2025, sendo o valor máximo normalizado para 100%. Tomando como exemplo os diagramas da baixa tensão (BT), verifica-se que a centésima hora com maior trânsito corresponde a 75,7% do valor máximo observado nesse período, evidenciando que os picos de utilização da rede estão concentrados num número reduzido de horas.

⁴⁶ Ver capítulo 4 do documento [“Projetos-piloto para aperfeiçoamento das tarifas de Acesso às Redes e introdução de tarifas dinâmicas em Portugal continental”](#), de fevereiro de 2018.

⁴⁷ Ver análise na secção 2.2.

Após a classificação de cada período em horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio, foi aplicado o respetivo custo incremental das redes a cada um dos períodos, em cada nível de tensão.

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 ponta ⁴⁸.

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 ⁴⁹. O seu valor económico traduz o custo de investimento nos ativos de redes justificados pelas perdas evitadas atuais e futuras.

O custo incremental da potência em horas de ponta está expresso em EUR/kW por mês ⁵⁰. 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 considerado na análise e referido anteriormente.

Assim sendo, aos períodos anteriormente classificados como horas de ponta, aplicou-se o custo incremental da potência em horas de ponta e o custo marginal da energia ativa em horas de ponta multiplicado pelo fator de ajustamento para perdas de horas de ponta, ambos medidos em EUR/kWh. De seguida, aos períodos classificados como horas cheias, aplicou-se o custo marginal da energia ativa em horas cheias multiplicado pelo fator de ajustamento para perdas de horas cheias. Por fim, para os restantes períodos 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 cinco 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

⁴⁸ Isto significa que a análise não tem em conta os preços da potência contratada e da energia reativa.

⁴⁹ Os preços dos termos de energia ativa das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas, por período horário, pelos preços marginais de energia, discriminados por período horo-sazonal, implícitos na tarifa de Energia. Foram adotados neste estudo os valores de energia ativa da respetiva tarifa de uso da rede, publicados no documento «[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026 e Parâmetros para o período de regulação 2026-2029](#)», de dezembro de 2025.

⁵⁰ Foram adotados neste estudo os valores, por tarifa de uso da rede, determinados para o período de regulação de 2026 a 2029, que se encontram justificados no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026](#)», de dezembro de 2025, designadamente nas secções 3.1.3 e 3.1.4.

de energia a considerar para a determinação dos custos incrementais das redes de cada tarifa estão identificados no Quadro 3-3.

Quadro 3-3 - 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 ⁵¹
Tarifa de uso da rede de transporte em MAT	Trânsito de energia em MAT

De seguida, determinou-se um indicador agregado para o custo incremental 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_t^{Redes} , em cada período quarto-horário t , varia conforme a análise seja realizada para o ciclo diário, semanal, semanal opcional e semanal por épocas ⁵², adaptando-se ao nível de tensão dos clientes considerados:

- Ciclo diário:

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

- Ciclo semanal:

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

⁵¹ Descontado da produção distribuída na rede de distribuição em AT e corrigido das perdas na distribuição em AT.

⁵² Importa salientar que, embora o ciclo semanal opcional e semanal por épocas apenas se apliquem a clientes em MAT, AT e MT, o cálculo do respetivo custo incremental das redes deve também considerar os consumos em BT, uma vez que estes também suportam os encargos associados às redes a montante.

- Ciclo semanal opcional e semanal por épocas:

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

em que que o ponderador $\alpha_{i,t}$ representa o peso do consumo dos clientes do nível de tensão i no total do consumo dos clientes em BT, MT, AT e MAT, isto é:

$$\alpha_{i,t} = \frac{\text{Consumo}_{i,t}}{\sum_{j=BT,MT,AT,MAT} \text{Consumo}_{j,t}}, \text{ com } i=BT,MT,AT,MAT$$

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 ⁵³.

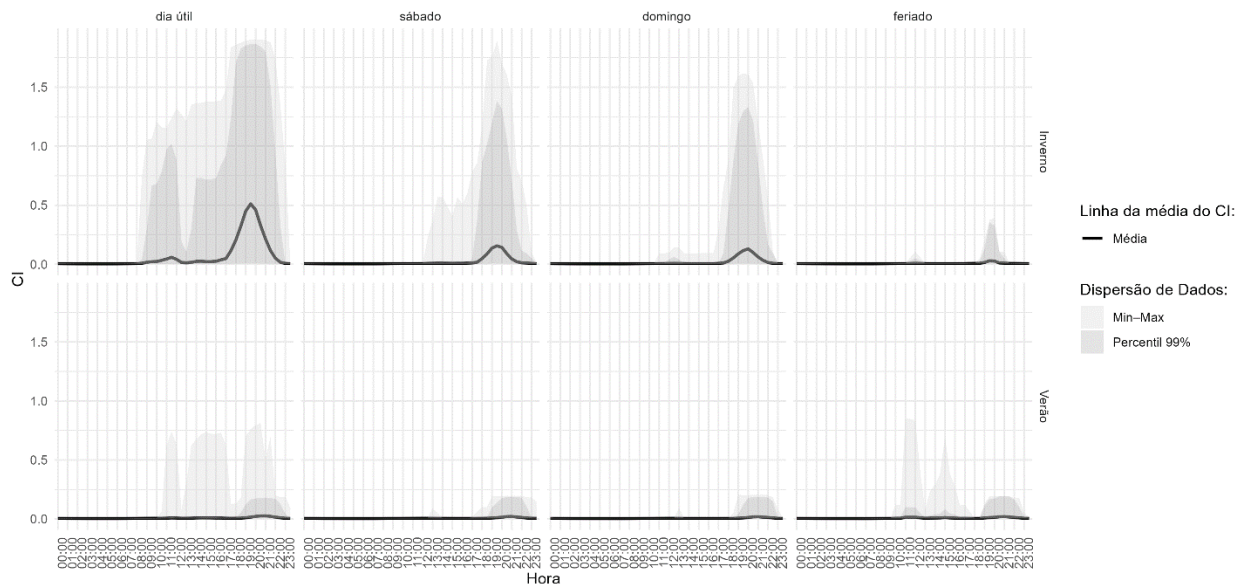
No caso específico do ciclo semanal por épocas, o cálculo do indicador CI^{Redes} foi efetuado individualmente para cada uma das três áreas de rede (A – norte, B – centro e C – sul) tendo em conta os respetivos consumos e custos incrementais de cada área ⁵⁴.

Como exemplo, a Figura 3-4 apresenta a evolução do custo incremental das redes ao longo do dia, expresso em EUR/kWh, para o ciclo semanal, desagregado por tipo de dia (dias úteis, sábados, domingos, feriados) e hora legal (de inverno, na parte superior da figura, e de verão, na parte inferior).

⁵³ Tanto os custos incrementais das redes como também o ponderador $\alpha_{i,t}$ foram determinados com desagregação quarto-horária.

⁵⁴ Atendendo à equivalência de períodos horários simulados para os dias úteis, entre as áreas de rede A e B, foram posteriormente simulados os períodos horários para o agregado das áreas de rede A e B.

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



Cada gráfico ilustra a distribuição horária do indicador CI_t^{Redes} , evidenciando os períodos de maior intensidade de utilização da rede.

A linha preta contínua indica a média horária dos valores de CI_t^{Redes} no intervalo temporal entre 2014 e 2025.

As duas áreas sombreadas sobrepostas ilustram a dispersão dos dados históricos. A área sombreada mais clara representa o intervalo entre o valor mínimo e o valor máximo observado em cada hora entre 2014 e 2025. Esta área mostra a amplitude total dos valores, incluindo casos extremos. A área mais escura, por sua vez, indica o intervalo entre o 1.º percentil e o percentil 99.º dos valores registados no mesmo período, excluindo, assim, os valores mais extremos. Esta faixa concentra os dados mais representativos, permitindo visualizar a variabilidade típica dos valores horários.

Verifica-se 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), refletindo os padrões típicos da procura.

Nos fins de semana e feriados, os custos incrementais tendem a ser inferiores e mais distribuídos ao longo do dia, acompanhando uma menor pressão sobre as infraestruturas de rede.

A comparação entre os regimes de hora legal revela diferenças significativas, nomeadamente valores superiores no inverno, onde se concentram os picos mais críticos do sistema. No verão, observa-se um ligeiro desfasamento dos picos horários, para mais tarde, evidenciando alterações no comportamento da procura.

3.2 PRESSUPOSTOS DE DETERMINAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

Após o cálculo dos custos incrementais das redes, 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 3-4 resume os principais pressupostos na determinação dos períodos horários.

A aplicação destes pressupostos culminou nos resultados apresentados no capítulo 4, com a visualização dos períodos horários por ciclo de contagem, adaptados a cada ano em análise, em formato de mapa térmico, atribuindo cores diferentes a cada período horário. Por sua vez, os resultados desse capítulo foram determinantes para estabelecer os novos períodos horários no capítulo 5.

Quadro 3-4 - Pressupostos utilizados na determinação dos períodos horários

Pressuposto	Descrição
Pressuposto 1	Realização de análises individuais para cada ano. Análises por área geográfica e posterior agregação dos resultados (Portugal continental ou áreas de rede A, B e C).
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 do ciclo diário , ciclo semanal e ciclo semanal opcional realizada de forma separada para os períodos de hora legal de verão e inverno. Análise do ciclo semanal por épocas realizada de forma separada para cada uma das épocas (alta, média e baixa).
Pressuposto 4	Duração dos períodos horários no ciclo diário, ciclo semanal e ciclo semanal por épocas conforme estabelecido no RT (conforme Quadro 2-5, Quadro 2-6 e Quadro 2-10).
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 uma outra análise considerando dois blocos de 2 horas cada (o bloco com o maior valor de média foi designado de HP_1 e o outro de HP_2). Ambas as análises consideraram separadamente a hora legal de verão e a de inverno.
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 2,5 horas 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 o verão, nos dias úteis.
Pressuposto 8	Para a definição das horas de ponta na época Alta e Média do ciclo semanal por épocas , a análise foi realizada considerando dois blocos de 2,5 horas 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). Na época Baixa do ciclo semanal por épocas , a análise foi realizada considerando 3 horas de ponta contínuas.
Pressuposto 9	Para a definição das horas cheias do ciclo semanal e ciclo semanal opcional , nos sábados , a análise foi realizada considerando dois blocos de 3,5 horas 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 10	Para a definição das horas de super vazio considerou-se um período de 4 horas consecutivas em todos os ciclos de contagem. Para as horas de vazio normal considerou-se um período contínuo (com exceção dos casos abrangidos pelo Pressuposto 9), com a duração estabelecida para o ciclo de contagem respetivo.
Pressuposto 11	Nos casos não abrangidos pelo Pressuposto 9, todas as horas que não pertencem aos intervalos de ponta e vazio são automaticamente classificadas como horas cheias .
Pressuposto 12	Dentro de cada tipologia de dia, assegurou-se uma duração mínima de 60 minutos para cada período horário ⁵⁵ .

3.3 OUTRAS METODOLOGIAS E PRESSUPOSTOS

Esta secção apresenta as outras metodologias e pressupostos adotados no presente estudo.

MÉTRICAS ALTERNATIVAS AOS CUSTOS INCREMENTAIS DAS REDES: CONSUMO E CUSTO TOTAL DE FORNECIMENTO

A métrica dos custos incrementais das redes, adotada pela ERSE como métrica principal, procura estimar a utilização de cada nível de tensão da rede elétrica em Portugal continental, determinada pela soma dos consumos fornecidos no próprio nível e aos níveis a jusante, e descontada a geração distribuição a jusante, corrigindo ainda para as perdas na rede. Esta utilização da rede, designada como trânsito de energia, é ainda monetizada com os valores unitários dos custos incrementais das redes de transporte e distribuição, em EUR/MWh, de forma a obter um indicador global, que pondera, em termos económicos, a importância relativa de cada nível de tensão ⁵⁶.

Para além desta métrica, foram aplicadas duas métricas adicionais, com o objetivo de captar variações nos resultados ao longo dos anos e compreender de que forma diferentes fatores influenciam a definição dos períodos horários. As métricas consideradas foram (1) o consumo de energia, em MWh, 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, e (2) o custo total de fornecimento, em EUR/MWh, que agrega a componente de custo incremental das redes com o preço de energia no mercado grossista, numa perspetiva de cadeia de valor, ao incorporar quer a pressão exercida sobre as redes pelos trânsitos, quer o custo de aprovisionamento da energia ⁵⁷.

Na métrica do custo total de fornecimento, o mesmo é determinado, em cada quarto de hora, pela soma do custo incremental das redes com o preço de energia do MIBEL, designadamente o preço em mercado diário do mercado spot OMIE ⁵⁸. Uma vez que o preço de energia no mercado grossista observou oscilações

⁵⁵ Para não limitar excessivamente o espaço de soluções admissíveis, não se impôs esta restrição entre diferentes tipos de dia dos ciclos semanal ou semanal por épocas (por exemplo, entre dias do fim de semana e dias úteis).

⁵⁶ A título de exemplo, a rede de distribuição em BT apresenta o maior custo unitário, comparativamente com os outros níveis de tensão.

⁵⁷ 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 apresentados 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.

⁵⁸ Utiliza-se, em base horária, o preço marginal aritmético da área portuguesa, do mercado diário.

relevantes no período analisado (anos 2014-2025), e representa pesos diferentes no custo total de fornecimento nos vários níveis de fornecimento, foi aplicada uma transformação multiplicativa da curva de preços de energia em mercado, em cada ano, de forma a produzir uma banda de valores constante. Em concreto, os preços de energia do mercado grossista foram transformados, de forma multiplicativa, para resultarem, por ano, em pesos de 52% no cenário baixo e 88% no cenário alto, no custo total de fornecimento, com o remanescente a ser dado pelo custo incremental das redes, que não é transformado. Estas percentagens refletem a banda de pesos relativos da componente de energia, considerando os fornecimentos de MAT até BTN ⁵⁹. De referir que esta análise não considera o efeito das taxas e impostos aplicáveis no setor elétrico.

3.4 LIMITAÇÕES DAS METODOLOGIAS E DOS PRESSUPOSTOS

Esta secção apresenta um conjunto de reflexões sobre eventuais limitações da análise conduzida, que assume alguns pressupostos simplificadores face à complexidade inerente ao funcionamento do setor elétrico.

GRANULARIDADE GEOGRÁFICA DOS DADOS UTILIZADOS

Os dados utilizados, que foram disponibilizados pela E-REDES, subdividem o território de Portugal continental em seis áreas de rede ⁶⁰, que refletem a estrutura organizativa do operador. Esta granularidade geográfica não tem em conta a utilização por ativos de rede específicos, como postos de transformação ou subestações.

CUSTOS INCREMENTAIS DAS REDES POR ÁREA DE REDE

O cálculo dos custos incrementais das redes considera, para efeitos do cálculo dos trânsitos de energia na rede de distribuição, cada área de rede como se fosse uma rede elétrica autónoma, agregando, no final, os

⁵⁹ Os valores correspondem ao peso da energia e comercialização na estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, previsto para 2026, para os fornecimentos em BTN e MAT, respetivamente, conforme a Figura 5-27 no documento «[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026 e Parâmetros para o período de regulação 2026-2029](#)», de dezembro de 2025.

⁶⁰ As seis áreas de rede, designadas por DRC (Direção de Redes e Clientes), são: Norte, Porto, Mondego, Lisboa, Tejo e Sul.

valores unitários dos custos incrementais, ponderando pelo peso respetivo do consumo em cada área de rede.

Em contraste com a rede de distribuição, que é operada mais em configuração radial, a rede de transporte apresenta uma estrutura mais em malha, com maior nível de redundância entre segmentos. Tal realidade foi incorporada no cálculo dos custos incrementais ao nível da rede de transporte, com o cálculo dos trânsitos de energia a serem efetuados para uma única área de rede, dada por Portugal continental.

FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS

No cálculo dos trânsitos de energia, por nível de tensão, para além de se considerarem os consumos de clientes e as injeções de energia, é somado uma estimativa de perdas técnicas ao longo dos níveis de tensão, com base nos fatores de ajustamento para perdas nas redes, para Portugal continental. A presente análise adota os valores publicados para 2026 ⁶¹, seguindo uma estrutura tetra-horária para o ano. Assim, em cada nível de tensão, os fatores de perdas são aplicados de acordo com quatro patamares médios de valores, sem considerar a sazonalidade de valores entre meses. Na aplicação dos fatores de ajustamento para perdas, adotaram-se as durações anuais, por período horário, apresentadas no início da secção 3.1.2, o que corresponde, em termos aproximados, às durações anuais presentes no ciclo semanal.

FERIADOS NO CICLO SEMANAL

No caso do ciclo semanal, aplicável a todos os níveis de fornecimento, os resultados de períodos horários assumem que os feriados nacionais são classificados como domingos, apesar de isto apenas ser aplicável aos fornecimentos em MAT, AT e MT ⁶². Para os fornecimentos em BTE e BTN, os feriados nacionais são considerados, para efeitos de aplicação do ciclo semanal, pelo dia da semana em que ocorrem, nomeadamente dia útil, sábado ou domingo. Contudo, nos resultados para o ciclo semanal, que determina um valor de custo incremental das redes para o território continental, inclui-se na estrutura horária aplicável aos domingos os dados relativos aos feriados nacionais. Uma vez que o número de feriados nacionais é reduzido, e que estes dias tendem a ter uma utilização da rede menos pronunciada, o impacto deste pressuposto será reduzido.

⁶¹ Ver secção 14.1 do documento «[Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2026](#)», de dezembro de 2025.

⁶² Conforme o n.º 8 do artigo 36.º do RT.

REFERENCIAL DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDES

Conforme explicado na secção 3.1.3, 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. Em concreto, o ciclo diário, o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional são analisados 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 ⁶³. Esta abordagem assume que os sinais de preço em cada caso devem estar adequados aos custos causados pelo universo de fornecimentos elegíveis.

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. Em contraste, o ciclo semanal opcional, que apenas se aplica aos fornecimentos em MAT, AT e MT, não inclui qualquer custo referente à rede de distribuição em BT ⁶⁴.

Este pressuposto impede a utilização de um cálculo uniforme para os vários ciclos de contagem. Contudo, uma vez que a localização das horas de ponta nos vários ciclos apresenta semelhanças relevantes, pode-se concluir que o efeito neste âmbito parece ser diminuto.

⁶³ No caso do ciclo semanal por épocas, aplica-se um pressuposto análogo ao ciclo semanal opcional.

⁶⁴ Mas o seu cálculo considera o facto de os clientes em BT serem igualmente pagadores das tarifas de Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição em AT e MT.

4 DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Neste capítulo, apresentam-se os resultados do estudo, com base na metodologia e nos pressupostos previamente descritos. Tal como referido anteriormente, a metodologia para determinação dos períodos horários assenta na métrica dos custos incrementais das redes, com o objetivo de refletir os custos associados à utilização das infraestruturas de transporte e distribuição de energia.

Complementarmente, na secção 4.2, são também apresentados resultados relativos a duas métricas alternativas: o consumo dos clientes e o custo total de fornecimento de energia elétrica ⁶⁵.

Com o intuito de facilitar a leitura e a compreensão da nova localização dos períodos horários, foi incluída, para cada ciclo de contagem, a localização dos períodos horários atualmente em vigor.

Os resultados apresentados permitem evidenciar não só diferenças claras em relação à localização dos períodos horários em vigor, mas também uma notável estabilidade dos custos incrementais das redes ao longo do período de 2014 a 2025. Esta estabilidade sugere uma consistência na forma como as redes são utilizadas, em particular nos períodos de ponta, apesar das variações registadas no consumo e na produção de eletricidade ao longo dos anos.

Por forma a não tornar esta secção excessivamente extensa, optou-se por apresentar no corpo do texto apenas os mapas representativos dos períodos que incluem horas de ponta (ou seja, para o ciclo diário e, no caso dos restantes ciclos, para os dias úteis). Os mapas relativos aos restantes dias e para todas as métricas analisadas, encontram-se disponíveis no Anexo III.

⁶⁵ Esta métrica é obtida pela soma da métrica dos custos incrementais das redes com o preço grossista de energia elétrica, sem considerar taxas e impostos.

4.1 MÉTRICA DOS CUSTOS INCREMENTAIS DAS REDES

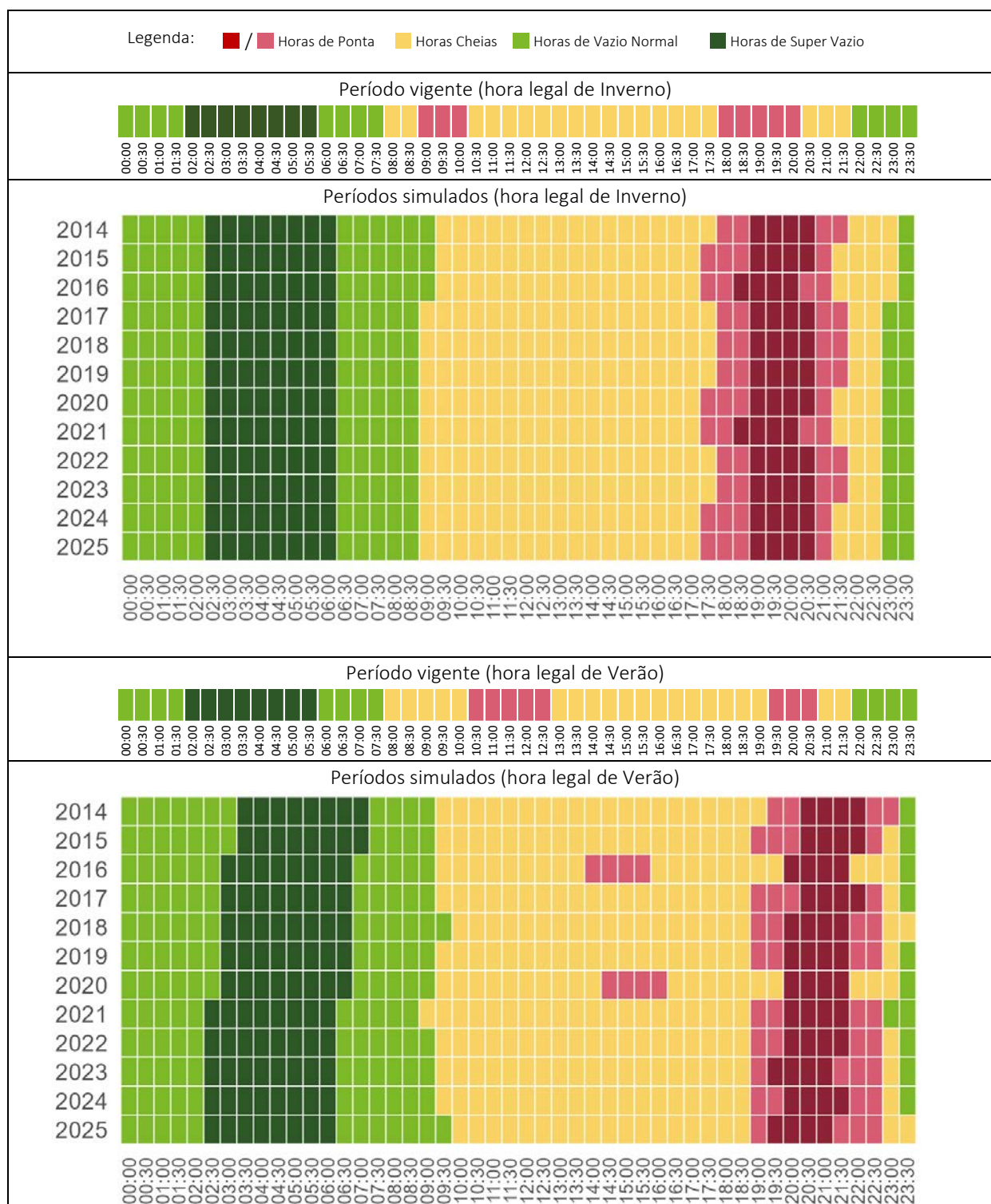
Esta secção apresenta os períodos horários simulados para a métrica dos custos incrementais das redes, tendo em conta os pressupostos para a localização dos períodos horários indicados na secção 3.2. A análise dos períodos simulados para os anos 2014 até 2025 suscita um conjunto de observações, em particular para as horas de ponta, incluindo na comparação direta com os períodos horários vigentes.

4.1.1 CICLO DIÁRIO

No ciclo diário (Figura 4-1), constata-se que o período das horas de ponta é marcadamente ao final do dia, tanto na hora legal de inverno, como na hora legal de verão, com uma tendência para ser ligeiramente mais tardio na hora legal de verão. Não obstante a simulação admitir a colocação de dois blocos separados de duas horas de ponta, o resultado aponta para um resultado com quatro horas de ponta consecutivas, com o bloco central das horas de ponta a marcar nos vários anos uma janela temporal relativamente estável, em particular na hora legal de inverno entre as 19:00 e as 21:00 ⁶⁶. Na comparação com os períodos horários vigentes, as horas de ponta vigentes encontram-se repartidas entre o período da manhã e o final do dia, o que contrasta com os novos períodos simulados, que situam as horas de ponta sistematicamente ao final do dia ⁶⁷.

⁶⁶ Exceto nos anos 2016 e 2021. Na hora legal de verão, este bloco central de duas horas tende a situar-se entre as 20:00 e as 22:00 desde o ano 2018 (com exceção dos anos 2023 e 2025).

⁶⁷ Com exceção da hora legal de verão nos anos 2016 e 2020.

Figura 4-1 - Ciclo diário: períodos vigentes e períodos simulados para os anos 2014 a 2025 ⁶⁸

⁶⁸ As horas assinaladas com o vermelho mais escuro, nos períodos simulados, correspondem às designadas de “HP_1” nos pressupostos, representando as horas de maior custo incremental (ou de maior valor da métrica alternativa) dentro do período total das horas de ponta.

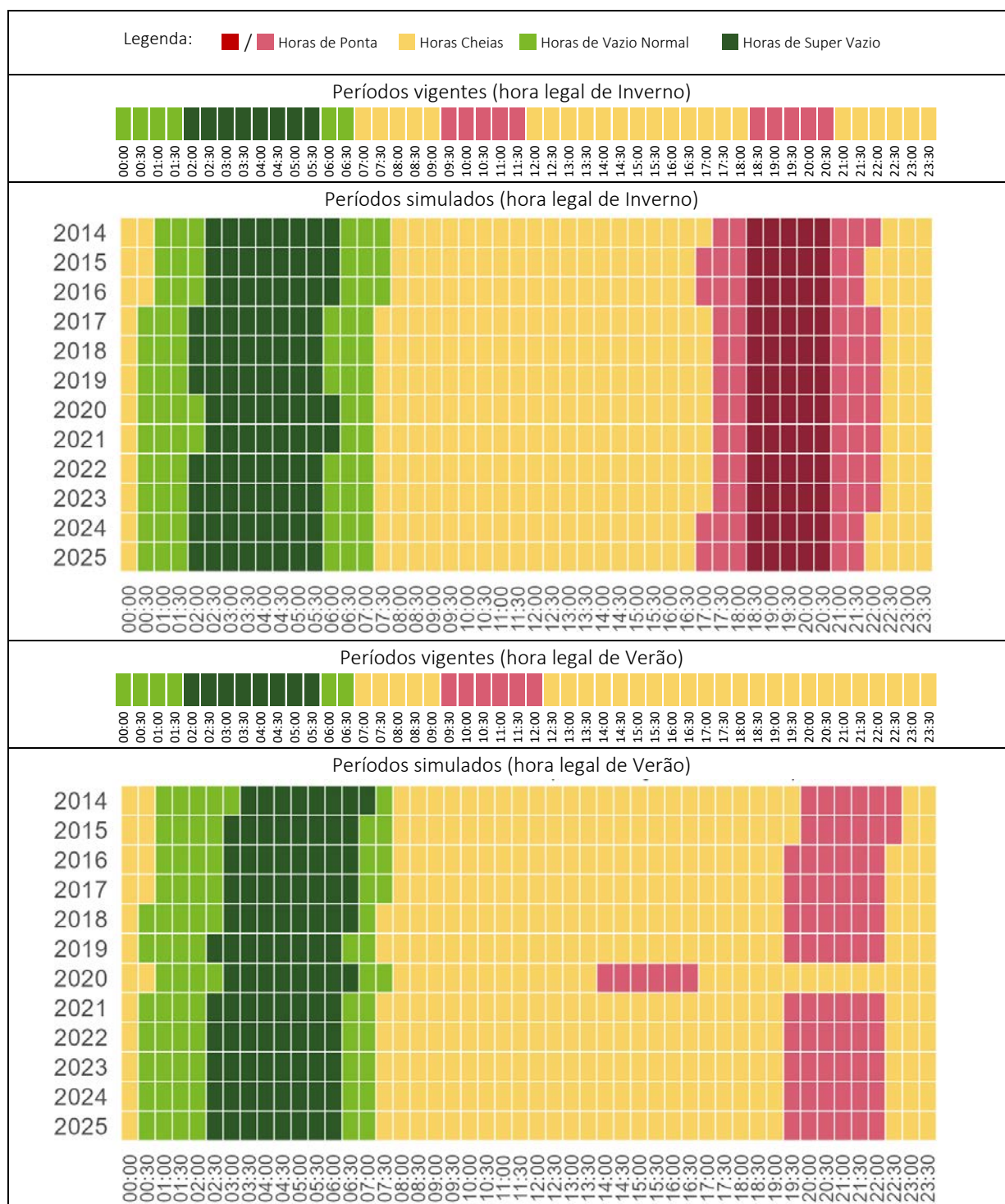
4.1.2 CICLO SEMANAL

No ciclo semanal (Figura 4-2), constata-se igualmente que o período das horas de ponta é marcadamente ao final do dia, tanto na hora legal de inverno, como também na hora legal de verão. Em termos de sazonalidade no ano, regista-se igualmente que as horas de ponta se iniciam mais tarde na hora legal de verão ⁶⁹. À semelhança da análise realizada para o ciclo diário, também aqui se conclui pela localização das cinco horas de ponta diárias em bloco consecutivo, apesar de a abordagem testar para a possibilidade de colocação de dois blocos separados de 2,5 horas de ponta na hora legal de inverno ⁷⁰. Nos períodos simulados, o bloco central das 2,5 horas de ponta da hora legal de inverno situa-se consistentemente das 18:30 às 21:00. Face aos períodos vigentes, identifica-se na hora legal de inverno o mesmo padrão observado no ciclo diário, com a situação vigente a dividir as horas de ponta entre o período da manhã (9:30 - 12:00) e o final do dia (18:30 - 21:00), enquanto os períodos de ponta simulados ocorrem exclusivamente ao final do dia, predominantemente no intervalo das 17:30 até às 22:30, e no intervalo das 17:00 até às 22:00 nos dois anos mais recentes. Na hora legal de verão, o contraste é maior, uma vez que as horas de ponta vigentes apenas se situam na manhã (9:15 - 12:15), com os períodos simulados a ocorrerem predominantemente no intervalo das 19:30 até às 22:30, desde o ano 2016.

⁶⁹ É de realçar que no ciclo semanal ocorre uma diferença estrutural na duração das horas de ponta nos dias úteis, com durações diárias de cinco e três horas na hora legal de inverno e de verão, respetivamente.

⁷⁰ Na hora legal de verão apenas se testou a possibilidade de um intervalo de três horas consecutivas.

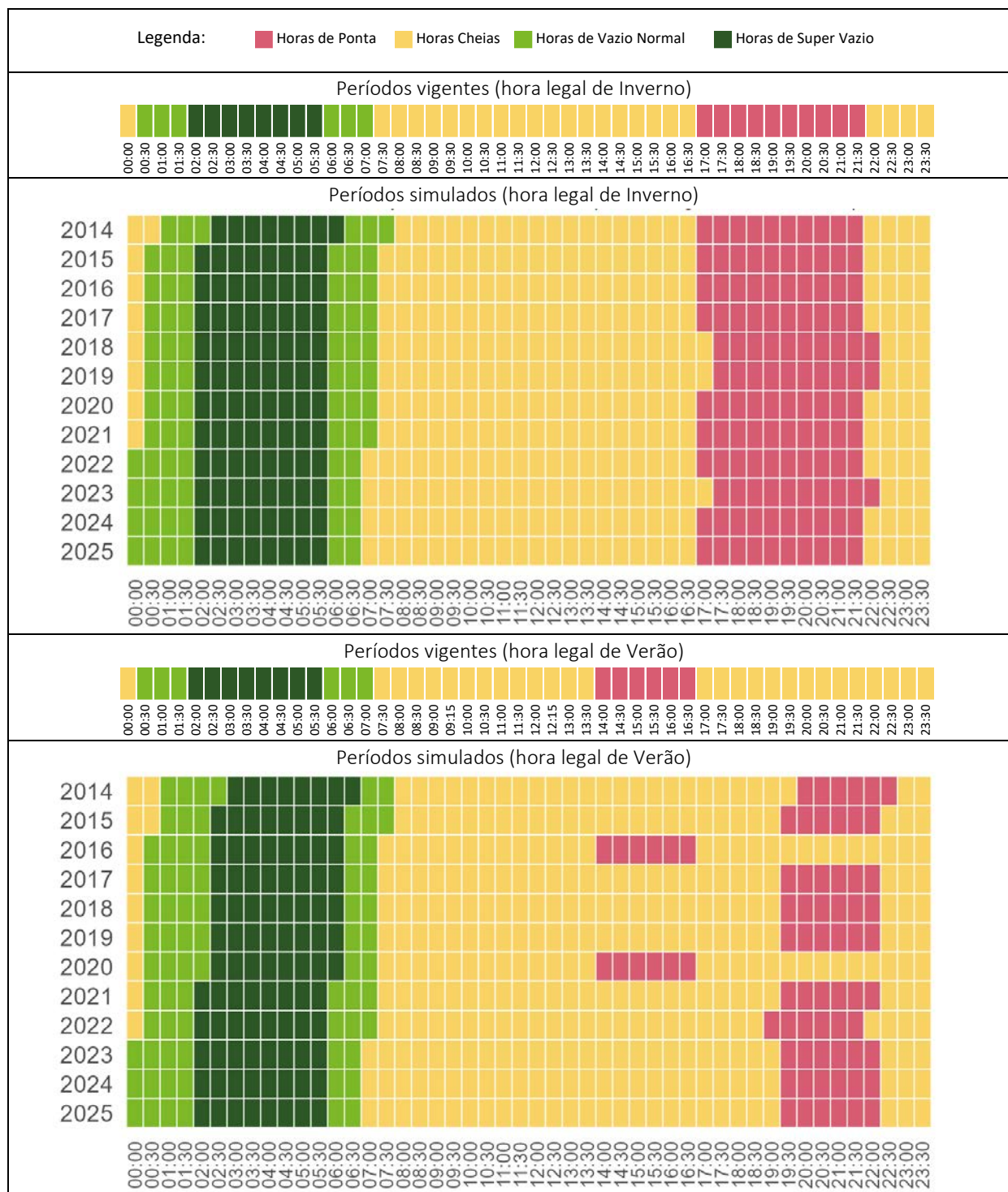
Figura 4-2 - Ciclo semanal, nos dias úteis: períodos vigentes e períodos simulados para os anos 2014 a 2025



4.1.3 CICLO SEMANAL OPCIONAL

No ciclo semanal opcional (Figura 4-3), os períodos simulados para as horas de ponta observam um padrão próximo dos resultados obtidos para o ciclo semanal, com as cinco horas de ponta na hora legal de inverno a iniciarem-se às 17:00 ou 17:30, dependendo do ano analisado. Na hora legal de verão, os períodos simulados colocam o início das três horas de ponta predominantemente a começar às 19:30, revelando novamente um início mais tardio quando comparado com o inverno. Face às horas de ponta vigentes, existe um alinhamento na hora legal de inverno, mas um desalinhamento na hora legal de verão, com as horas de ponta vigentes a ocorrerem durante a tarde (14:00 - 17:00).

Figura 4-3 - Ciclo semanal opcional, nos dias úteis: períodos vigentes e períodos simulados para os anos 2014 a 2025



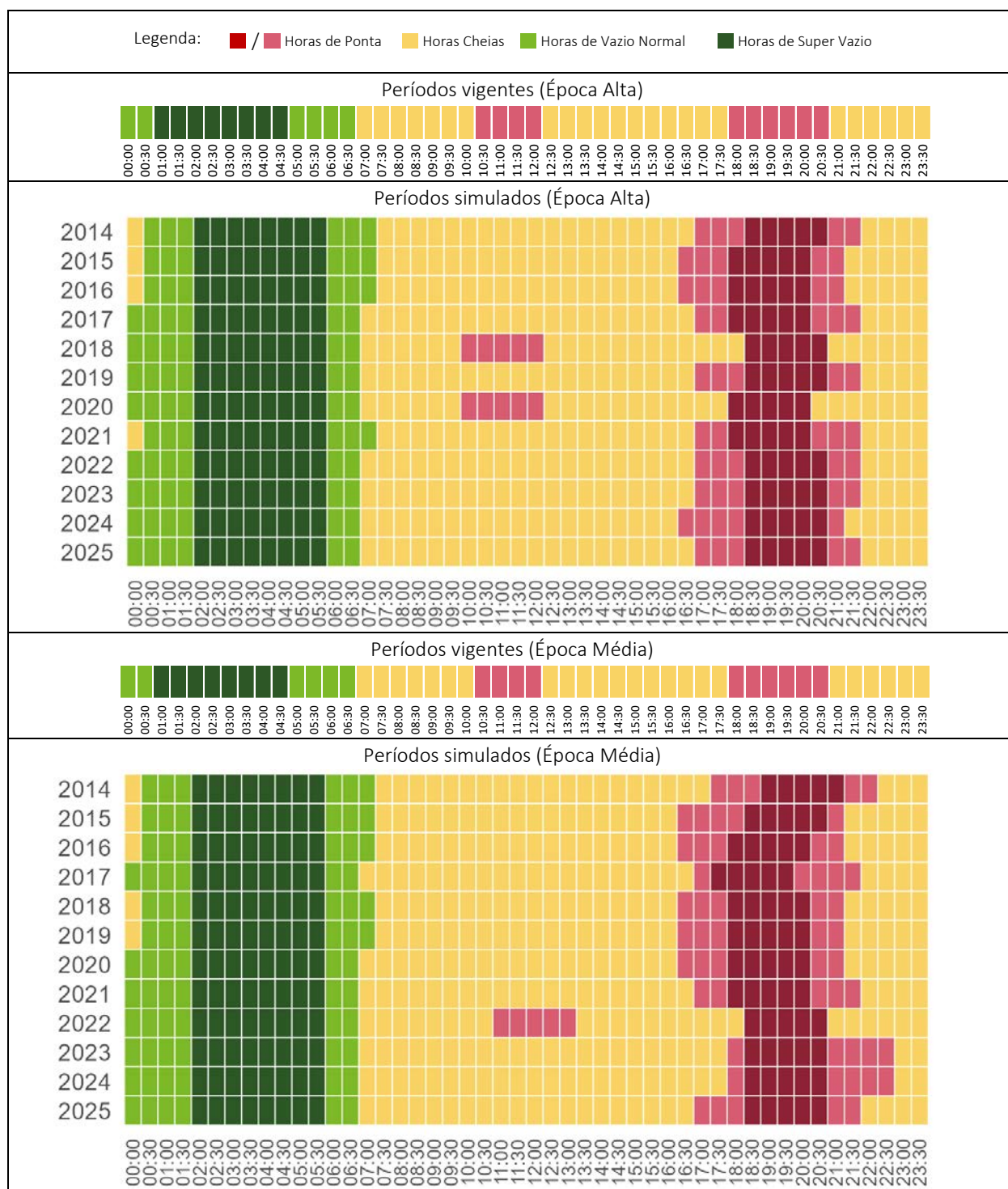
4.1.4 CICLO SEMANAL POR ÉPOCAS

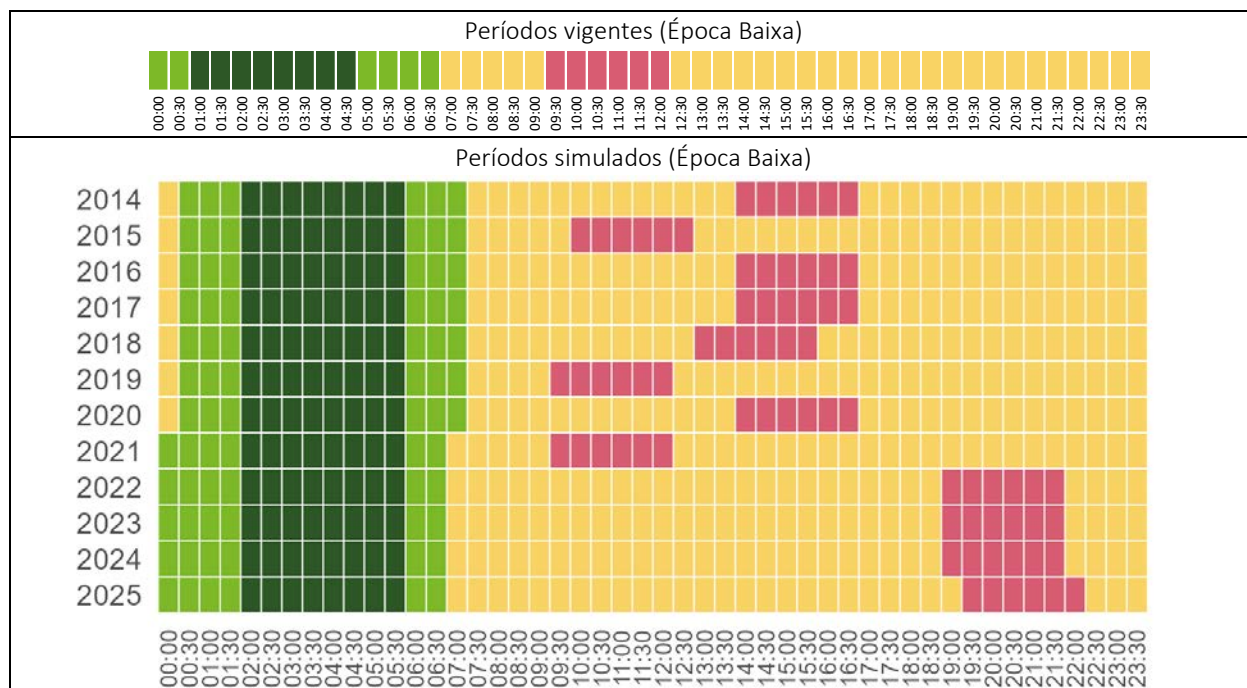
O ciclo semanal por épocas, encontra-se diferenciado pelas áreas de rede A, B e C, produzindo um sinal de preço locacional através da estrutura dos períodos horários. Estes ciclos de contagem não diferenciam a sazonalidade intra-anual pela mudança da hora legal, mas subdividem o ano em três épocas mensais, designadas por épocas Alta, Média e Baixa ⁷¹.

Na área de rede A (Figura 4-4), que agrega redes elétricas situadas no norte do país, os períodos de ponta simulados para a época Alta resultam em intervalos de cinco horas consecutivas, ao final do dia, desde o ano 2021. Nos anos 2018 e 2020, em que os resultados apontam para blocos separados de horas de ponta na época alta, o bloco das 2,5 horas de ponta mais gravosas ocorre ao final do dia, a começar às 18:00 ou às 18:30, dependendo do ano analisado. Nas épocas Média e Baixa observa-se uma menor estabilidade das horas de ponta simuladas entre anos, continuando a registar-se que as 2,5 horas de ponta mais gravosas se situam ao final do dia na época Média, observando-se na época Baixa uma migração gradual das horas de ponta da manhã, para o final do dia nos quatro anos mais recentes. Comparando com os períodos horários de ponta vigentes, determinados na sequência do projeto-piloto realizado em 2018/2019, os períodos horários vigentes mostram um alinhamento com os períodos simulados para os anos menos recentes, sugerindo a ocorrência de alterações estruturais na utilização da rede.

⁷¹ Ver a secção 2.1 para mais informação.

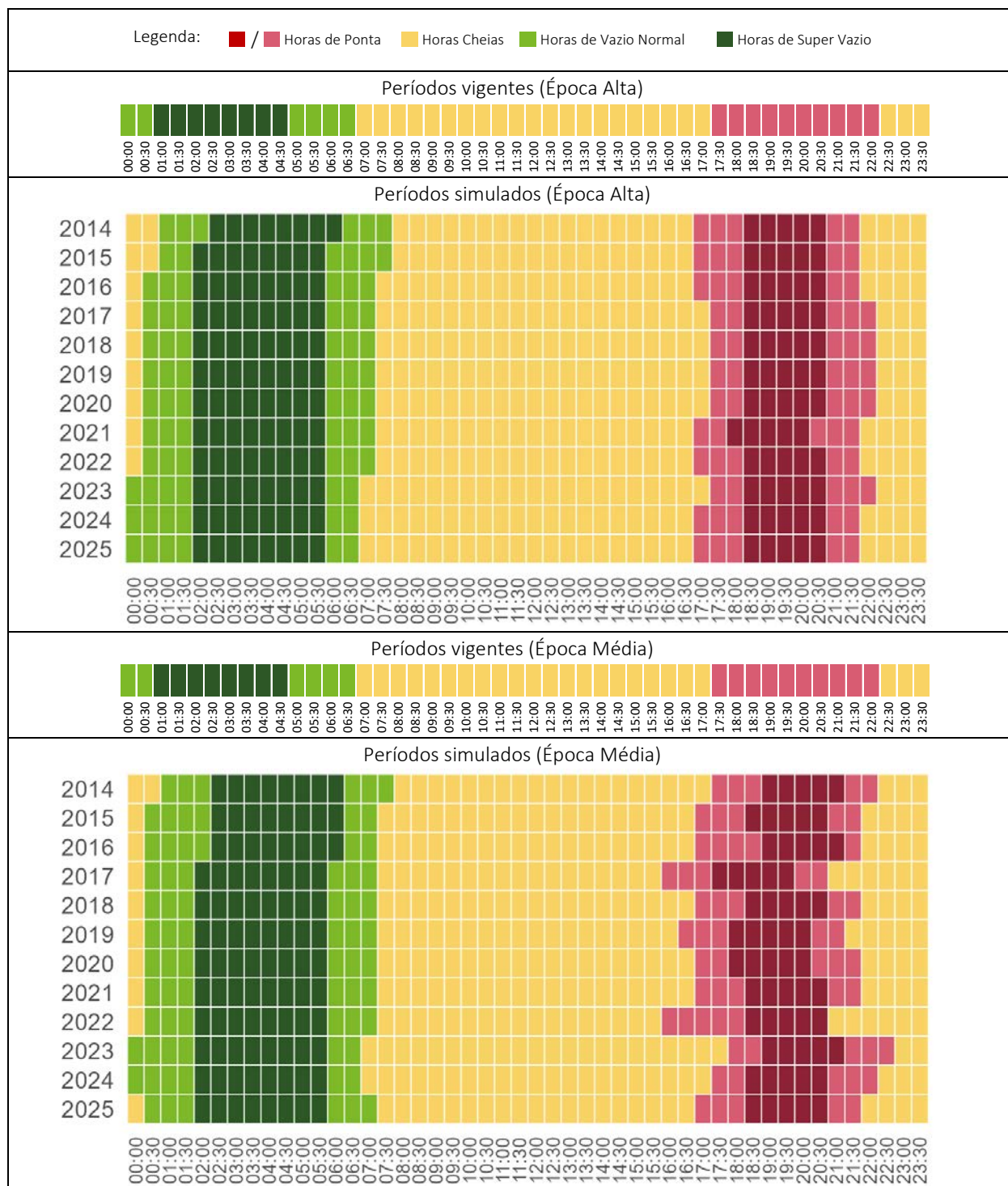
Figura 4-4 - Ciclo semanal por épocas, na Área A (Norte), nos dias úteis: períodos vigentes e períodos simulados para os anos 2014 a 2025

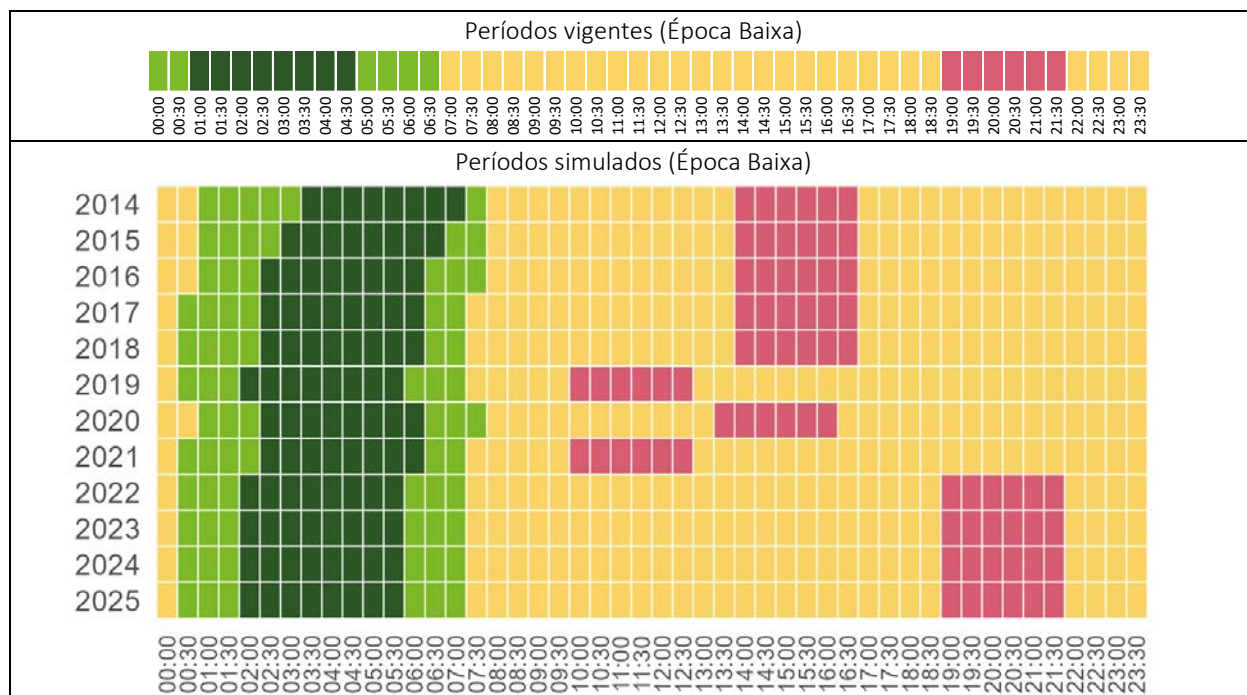




Na área de rede B (Figura 4-5), que agrega redes elétricas situadas no centro do país, os períodos de ponta simulados para a época Alta evidenciam um padrão semelhante aos resultados obtidos para o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional, que por sua vez revela um elevado alinhamento com as horas de ponta vigentes do ciclo semanal por épocas para esta área de rede. Na época Média, as horas de ponta simuladas também estão marcadamente ao final do dia, embora revelem alguma volatilidade horária entre anos, com o início a ocorrer entre as 16:00 e as 18:00. Não obstante esta volatilidade, a colocação das horas de ponta revela, em geral, um alinhamento com os períodos vigentes. Por fim, na época Baixa, as horas de ponta revelam uma volatilidade estrutural entre anos, mas com um início regular às 19:00 nos anos desde 2022.

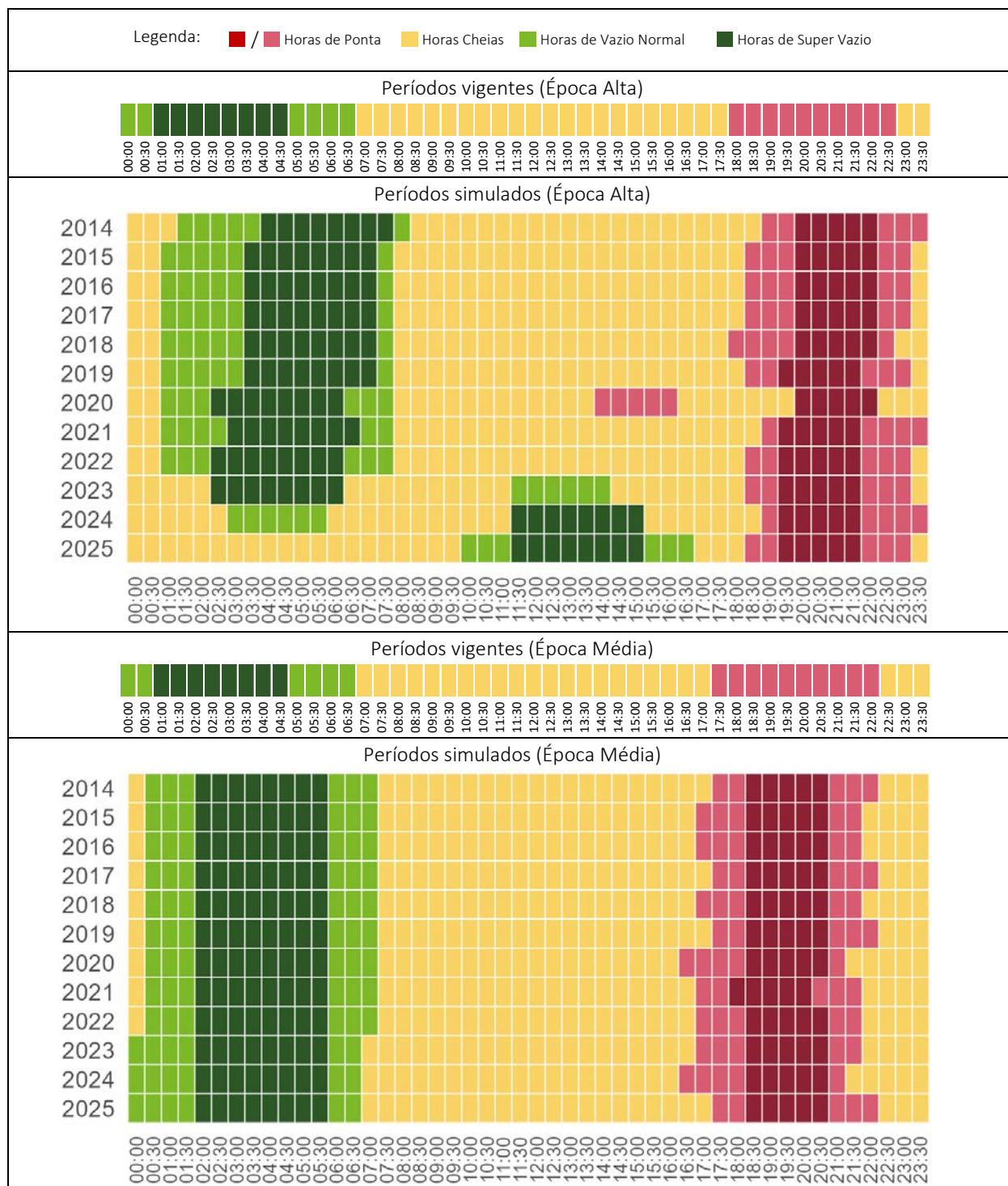
Figura 4-5 - Ciclo semanal por épocas, na Área B (Centro), nos dias úteis: períodos vigentes e períodos simulados para os anos 2014 a 2025

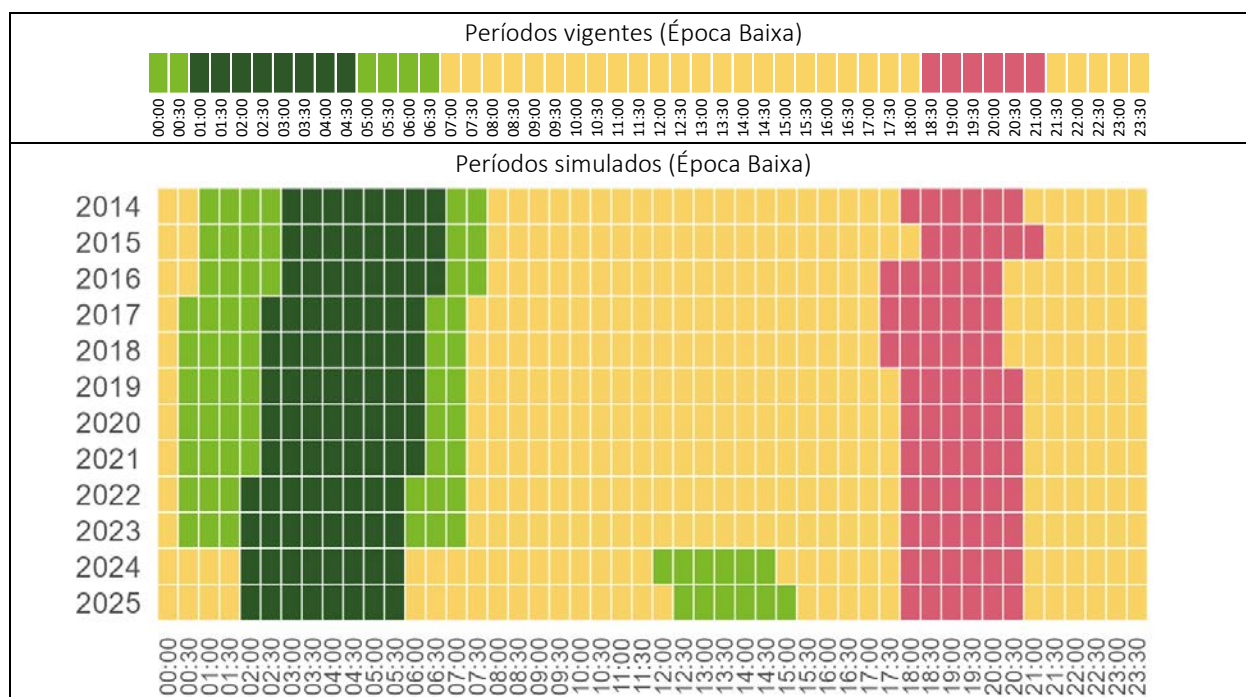




Na área de rede C (Figura 4-6), que agrega redes elétricas situadas no sul do país, os períodos de ponta simulados estão consistentemente marcados ao final do dia nas três épocas (Alta, Média, Baixa), o que alinha com a localização das horas de ponta no ciclo vigente. No caso da Época Alta, que para esta área de rede se inicia no dia 1 de julho, as cinco horas de ponta simuladas iniciam-se às 18:30 ou às 19:00, desde o ano 2021. Outro resultado marcante na época Alta é a existência de horas de super vazios durante o dia desde 2024, sugerindo a grande relevância da geração solar nesta área de rede, capaz de diminuir os trânsitos de energia para valores mínimos durante o dia. Comparativamente, a época Média apresenta horas de ponta simuladas que começam ligeiramente mais cedo. Por fim, na época Baixa, as horas de ponta simuladas não apresentam volatilidade horária desde 2019, iniciando-se às 18:00. Também aqui se verifica a colocação de horas de vazios (no caso, vazios normais) durante o dia, nos anos 2024 e 2025.

Figura 4-6 - Ciclo semanal por épocas, na Área C (Sul), nos dias úteis: períodos vigentes e períodos simulados para os anos 2014 a 2025





4.2 MÉTRICAS ALTERNATIVAS

Para além da análise dos custos incrementais, foram aplicadas duas métricas adicionais com o objetivo de captar variações nos resultados ao longo dos anos e compreender de que forma diferentes fatores influenciam a definição dos períodos horários. As métricas consideradas foram:

- **Consumo** – permite identificar os períodos com maior intensidade de utilização da rede na perspetiva do consumo;
- **Custo total de fornecimento** – integra a componente de custo incremental das redes com o preço de energia no mercado grossista, numa perspetiva de cadeia de valor ao incorporar quer a pressão exercida sobre as redes pelos trânsitos, quer o custo de aprovisionamento da energia.

4.2.1 CONSUMO

A métrica de consumo permite identificar as variações nos padrões de utilização da energia, bem como comparar os resultados com a lógica de trânsito de energia, apresentada nos capítulos anteriores.

A Figura 4-7 mostra os diagramas de carga médios diários, dos consumos totais de BT a MAT, desagregados por tipo de dia e hora legal, para cada um dos anos entre 2014 e 2025.

Observa-se uma grande consistência entre os anos analisados, com um claro pico de consumo ao final da tarde e outro, mais ligeiro, no final da manhã. As horas com menores consumos ocorrem durante a madrugada. Tal como se apresentou em resultados anteriores, verifica-se que os picos de consumo na hora legal de inverno são substancialmente superiores aos do verão, enquanto a diferenciação, para a mesma época do ano, entre dias úteis e restantes dias não é tão marcada.

Figura 4-7 - Diagramas de carga, dos consumos totais de BT a MAT, de 2014 a 2025

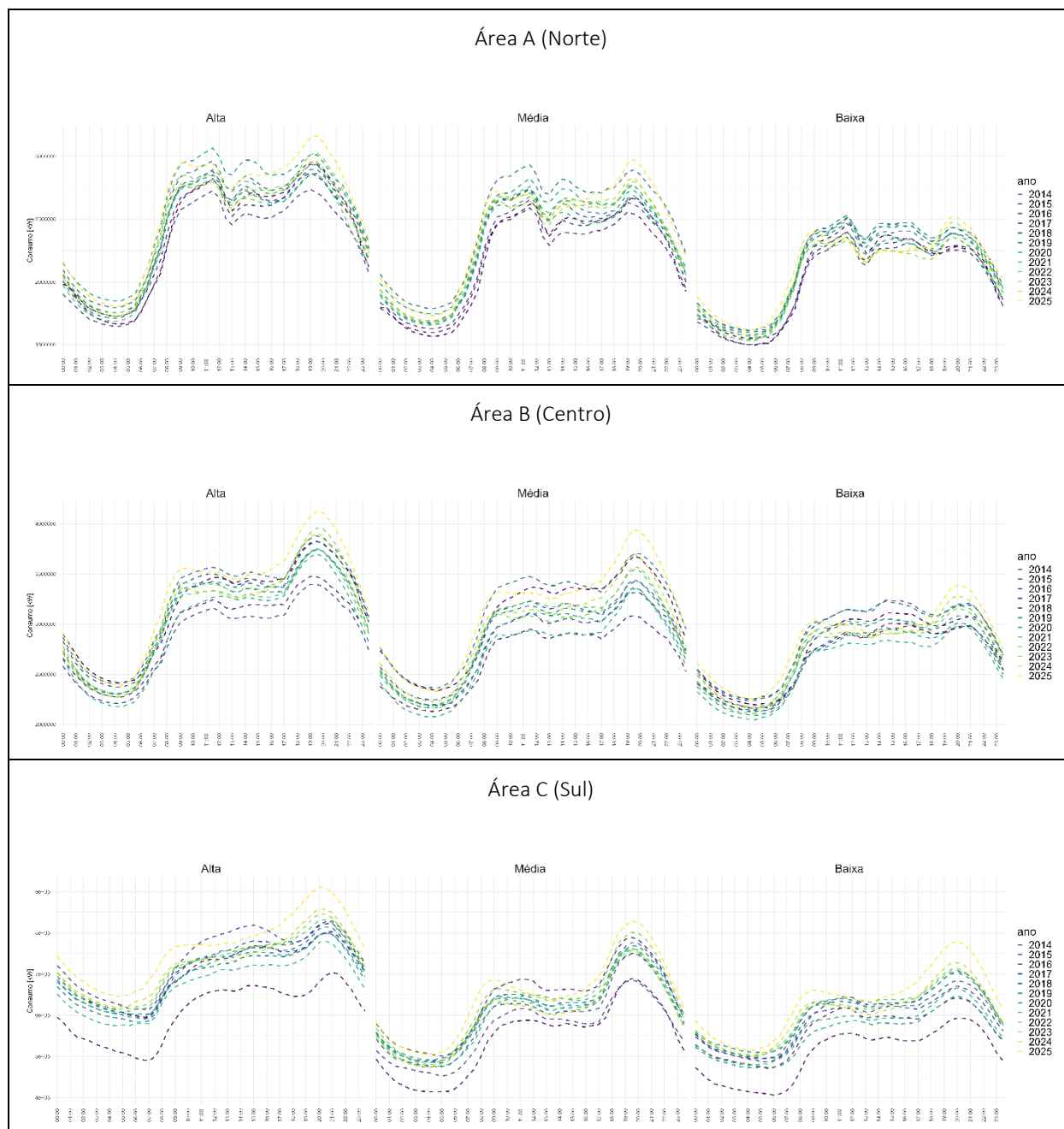


Quando se analisam os consumos totais desagregados por área de rede e por época (Figura 4-8), observam-se também padrões consistentes ao longo dos anos. No entanto, em especial a Área A (norte), apresenta padrões ligeiramente diferentes quando comparados com a figura anterior, evidenciando um pico mais pronunciado no final da manhã. Esta diferença nos padrões regionais de consumo aponta para a necessidade de diferenciar os períodos horários por zona geográfica, como é o caso do ciclo semanal por épocas ⁷².

Adicionalmente, constata-se que os consumos diários são sistematicamente mais elevados na época alta e mais reduzidos na época baixa, o que reforça a robustez da classificação atualmente adotada para as épocas do ano.

⁷² De notar, contudo, que a nova localização dos períodos horários segue a métrica do custo incremental das redes, que monetiza a utilização das redes a partir dos trânsitos de energia, por nível de tensão, e não a partir dos consumos.

Figura 4-8 - Diagramas de carga (consumos totais de BT a MAT) de 2014 a 2025, desagregado por área de rede e por época

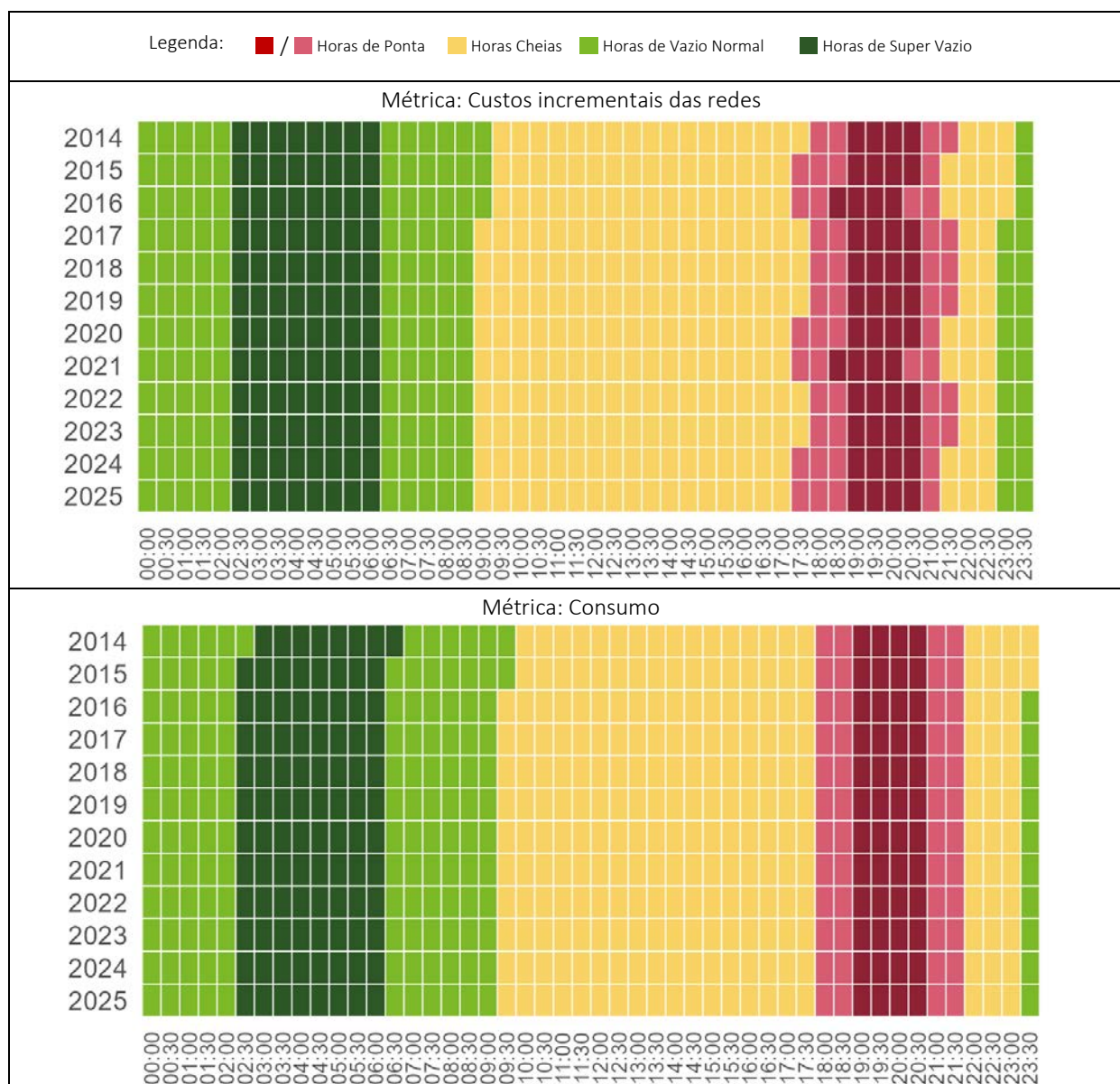


A Figura 4-9 e a Figura 4-10 mostram, usando como exemplo o ciclo diário e os dias úteis na hora legal de inverno do ciclo semanal, como a métrica do consumo influenciaria a definição dos períodos horários e compara-a com a métrica dos custos incrementais.

Observando a Figura 4-9, com a representação dos mapas do ciclo diário, nota-se um grande alinhamento entre as duas métricas, 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. Na métrica do consumo, a localização das horas de ponta tem uma localização idêntica em todos os anos analisados ⁷³.

⁷³ A razão para a menor estabilidade entre anos nos resultados para o custo incremental das redes, explica-se pelo seguinte: apesar dos custos incrementais utilizados também serem referentes à BT, a métrica integra informação de todos os níveis de tensão, uma vez que o custo incremental das redes em BT inclui, devido à aditividade tarifária, os custos das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição dos vários níveis de tensão, cujo sinal de preço tem em conta os trânsitos de energia simulados para cada nível de tensão. Em contraste, a métrica do consumo utiliza para este caso exclusivamente o consumo por parte dos clientes em BT.

Figura 4-9 - Ciclo diário, no inverno, na comparação entre métricas: custos incrementais das redes e consumo



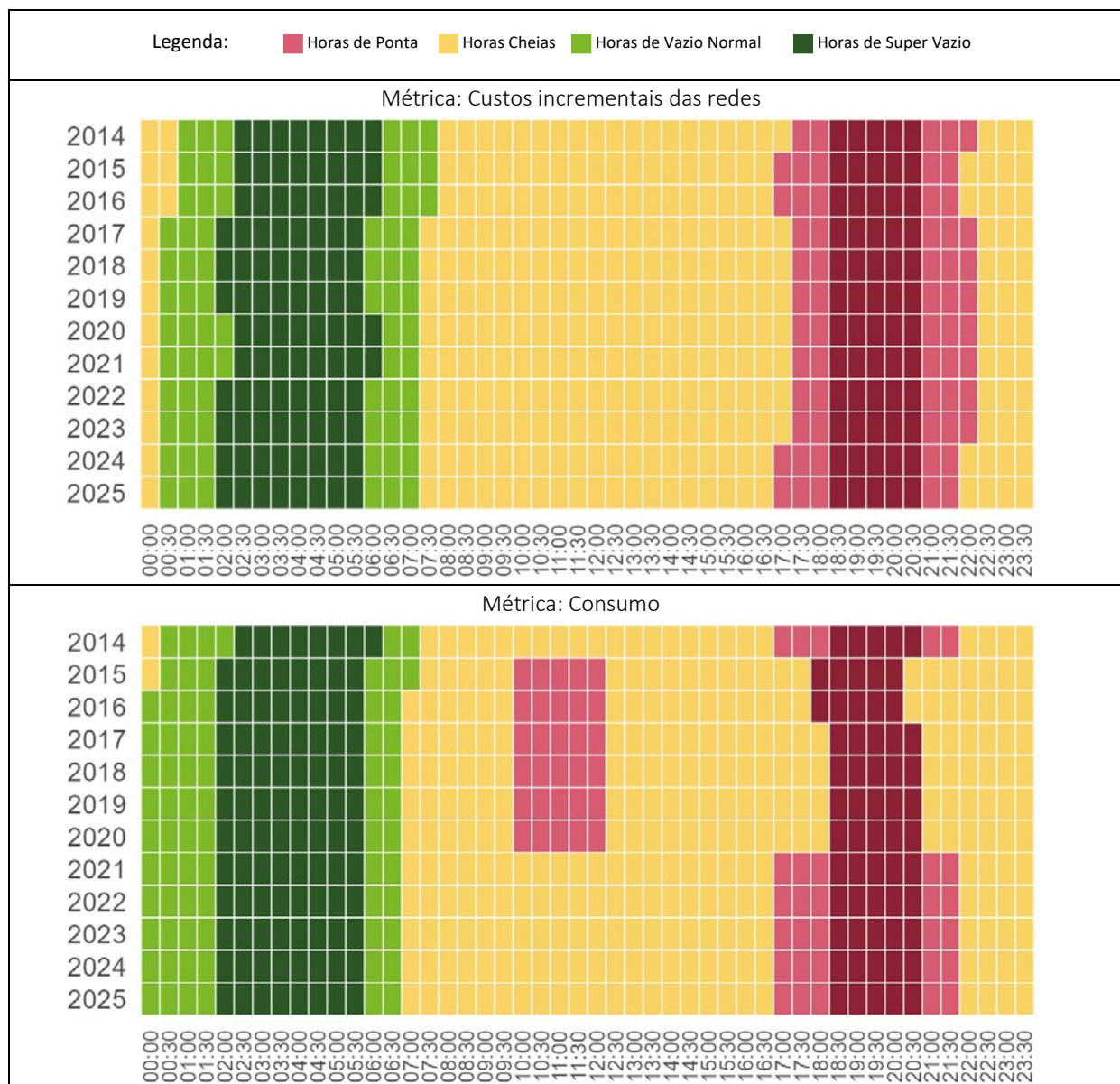
Nota: Uma vez que o ciclo diário se aplica aos fornecimentos em BT, as métricas dos custos incrementais das redes e a métrica dos consumos consideram os valores em BT.

Ao analisar a Figura 4-10, representando os mapas do ciclo semanal para os dias úteis na hora legal de inverno, observam-se diferenças na localização das horas de ponta, na métrica do consumo no período de 2015 até 2020. Esta divergência está associada ao facto de o ciclo semanal se aplicar a todos os níveis de tensão, com o conjunto destes consumos a partir da rede pública a exibirem um padrão de pico duplo, no final da manhã e ao final do dia. Como a métrica dos custos incrementais para o total de fornecimentos é

determinada numa percentagem significativa pelo custo incremental de BT, isso explica o alinhamento dos resultados na Figura 4-9 e Figura 4-10.

É de realçar que a métrica dos custos incrementais das redes reflete os trânsitos efetivos de energia na rede, que não acompanham diretamente os padrões de consumo, dado que a produção distribuída de origem renovável, nomeadamente solar, condiciona os trânsitos nos vários níveis de tensão. Como tal, os períodos de ponta definidos com base no consumo podem diferir substancialmente daqueles obtidos através de métricas associadas aos trânsitos, sendo esta última abordagem considerada mais representativa da realidade técnica da rede.

Figura 4-10 - Ciclo semanal, nos dias úteis, no inverno, na comparação entre métricas: custos incrementais das redes e consumo



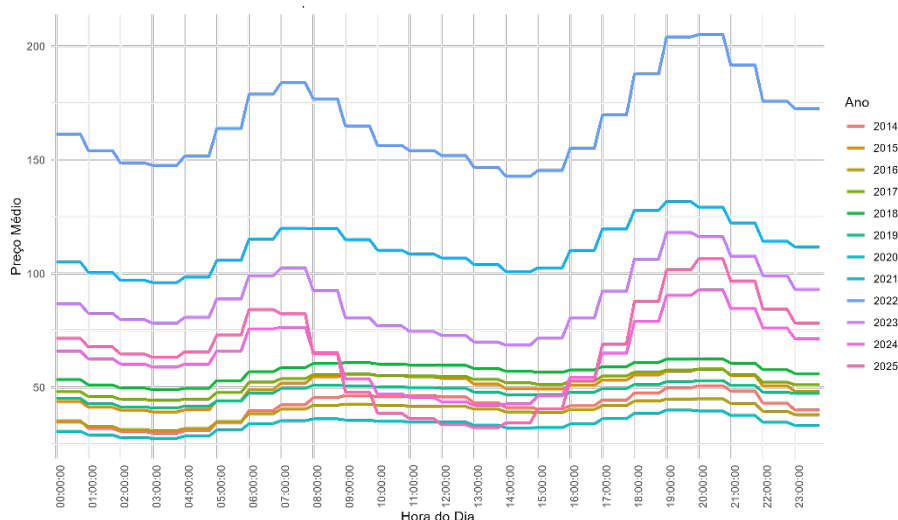
Nota: Uma vez que o ciclo semanal se aplica aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BT, as métricas dos custos incrementais das redes e a métrica dos consumos consideram os valores para esses níveis de fornecimento.

4.2.2 CUSTO TOTAL DE FORNECIMENTO

A segunda métrica alternativa considera não apenas os custos associados à utilização das redes (dada pela métrica do custo incremental) mas incorpora também o preço da eletricidade no mercado diário do MIBEL.

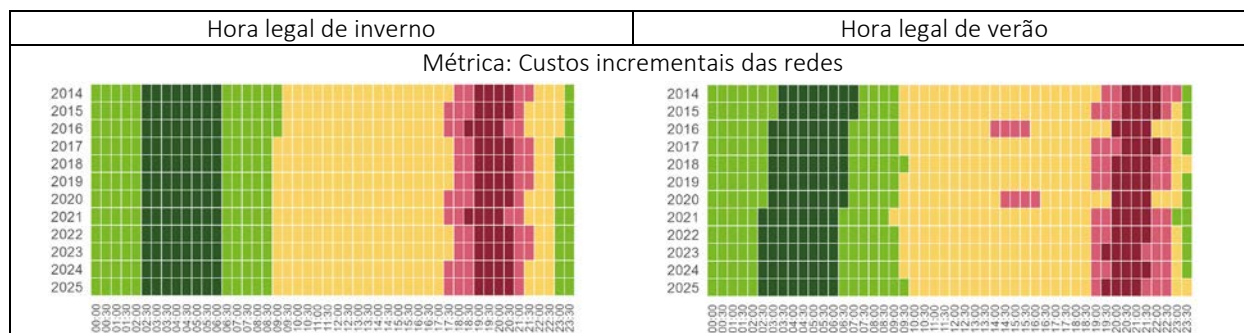
Como se pode observar na Figura 4-11, nos anos mais recentes tem-se registado uma alteração do perfil de preços no mercado grossista, em grande parte impulsionada pela crescente penetração da produção solar fotovoltaica. Este aumento da geração solar tem exercido uma pressão em baixa sobre os preços da eletricidade durante as horas de maior radiação solar, ou seja, ao longo do período diurno.

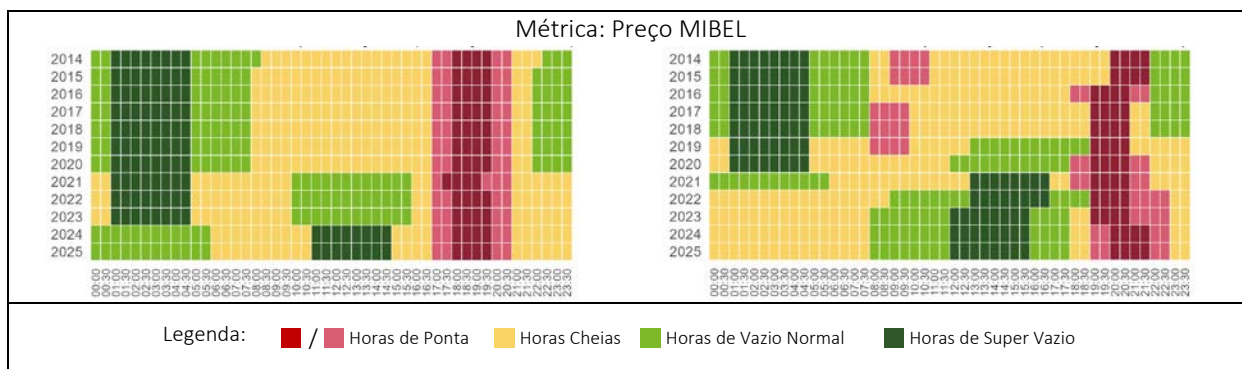
Figura 4-11 - Diagrama de preços médios diários no MIBEL (em EUR/MWh)



Este fenómeno provocou, nos anos mais recentes, um desalinhamento entre as horas de vazio definidas pelas redes e as horas de menor preço de energia no mercado, como se observa na Figura 4-12. Até 2018, as horas de menor preço tendiam a coincidir com as horas de menor utilização das redes. No entanto, a partir de 2019, no verão, e de 2021, no inverno, observa-se uma inversão clara nos períodos de vazio normal e super vazio.

Figura 4-12 - Ciclo diário no inverno (figuras da esquerda) e no verão (figuras da direita), na comparação entre métricas: custos incrementais das redes e preço da eletricidade no mercado diário do MIBEL





Esta constatação motivou o desenvolvimento de uma métrica de custo total de fornecimento, que agrega tanto a pressão exercida sob a rede, mas também o custo de aquisição de energia no mercado. Para essa métrica foram considerados dois cenários, que atribuem um peso diferente à componente do custo da energia no mercado no custo total de fornecimento ⁷⁴:

- **Cenário Alto:** atribui um peso de **88%** ao preço da eletricidade no custo total de fornecimento
- **Cenário Baixo:** atribui um peso de **52%** ao preço da eletricidade no custo total de fornecimento.

A Figura 4-13 apresenta os mapas resultantes da composição dos períodos horários no ciclo diário, comparando ambos os cenários da métrica de custo total de fornecimento com a dos custos incrementais e do preço MIBEL.

Verifica-se que, também 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.

⁷⁴ Os pesos utilizados correspondem aos valores máximo e mínimo previstos para os pesos da componente de energia na estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2026, conforme a figura 5-27 do documento de [«Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026 e Parâmetros para o período de regulação 2026-2029»](#).

Figura 4-13 - Ciclo diário, no inverno (figuras da esquerda) e no verão (figuras da direita), na comparação entre métricas: custos incrementais, preço MIBEL e custo total de fornecimento (Cenários Alto e Baixo)



Todavia, é de assinalar que, tanto no caso dos custos incrementais das redes, como dos preços em mercado diário, os períodos de ponta surgem ao final do dia. Desse modo, o sinal de preço mais representativo da utilização das redes, dado pelas horas de ponta, não é contrariado, até ao momento, pelo sinal de preço no mercado grossista.

4.3 ANÁLISE COMPLEMENTAR AOS PERÍODOS DE VAZIO

A secção 4.1 apresenta como métrica preferencial para a localização dos períodos horários o custo incremental das redes, que corresponde à monetização, em EUR/kWh, da utilização das redes. No caso específico das horas de vazio, a sua localização dos períodos pela minimização, em termos médios, do custo incremental das redes, tal como apresentada nessa secção, merece uma melhor análise por dois motivos. Primeiro, o custo incremental das redes apresenta uma **reduzida diferenciação** entre o período de horas de vazio e o período de horas cheias, o que leva a que diferentes intervalos podem ser igualmente candidatos a determinada localização, sem que existam diferenças estruturais para uma solução ser evidentemente preferível. Segundo, a métrica dos custos incrementais das redes, ao determinar resultados em **termos médios**, pode não captar a volatilidade de resultados que esteja subjacente ⁷⁵.

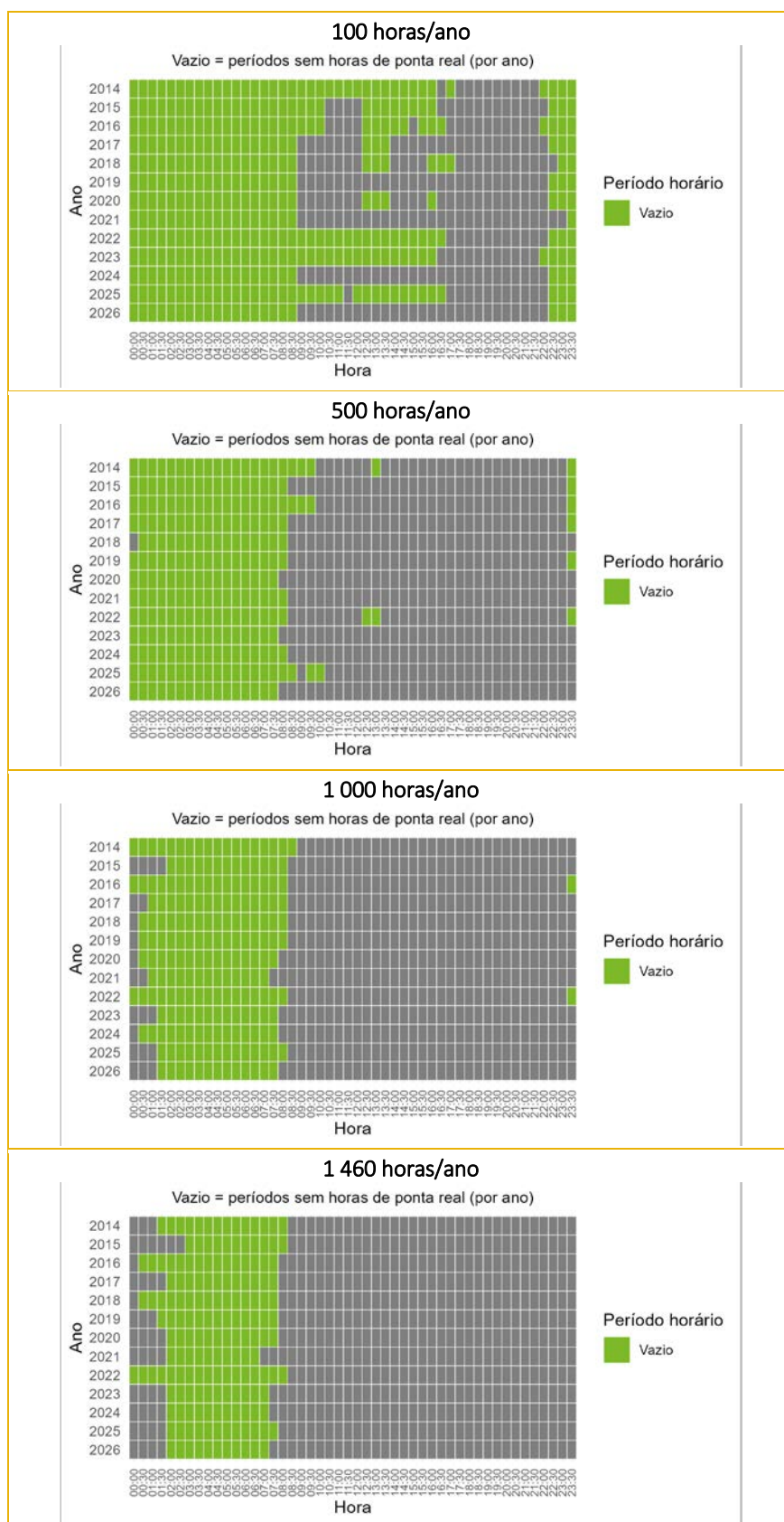
Para acautelar as circunstâncias anteriormente referidas, foi conduzida uma análise complementar, a qual continua, à semelhança da secção 4.1, a utilizar a métrica dos custos incrementais das redes, em EUR/kWh. Todavia, em vez de determinar o vazio nos períodos com custos incrementais médios mais baixos, identifica os intervalos que não pertencem, em cada ano, ao conjunto de intervalos com maior custo incremental das redes, isto é, que não correspondem às horas de ponta real indicadas por esta métrica monetizada.

A análise complementar está assente em duas etapas, conforme se detalha de seguida.

Na **Etapla 1**, identificaram-se, os intervalos de 30 minutos sem horas de ponta real. Considerando diferentes durações para o número de horas de ponta real por ano, apresentam-se os resultados, relativos aos anos 2014 até 2025, no Quadro 4-1. Os resultados apresentam também uma linha auxiliar designada por ano 2026, que corresponde ao resultado agregado dos anos 2023 a 2025. A utilização de diferentes durações para o número de horas de ponta permite avaliar a robustez destes resultados.

⁷⁵ Na análise por área de rede, para efeitos do ciclo semanal por épocas, resultam localizações muito diferenciadas por área de rede devido aos diferentes perfis de trânsitos de rede, com diferenças significativas dentro do ano. Adicionalmente, e tomando como exemplo a área de rede C, quando se recorre ao valor médio dos custos incrementais, surgem períodos de vazio durante o dia, na época alta (meses de verão). Ora, esses valores médios baixos denotam o contributo da produção solar no período. No entanto, podem sempre existir períodos na época alta, em que a produção solar é diminuta, passando os trânsitos nas redes a ser significativos quanto à utilização das redes. Assim, o recurso ao valor médio pode ocultar períodos em que a solicitação das redes é significativa (horas de ponta).

Quadro 4-1 - Intervalos de 30 minutos sem horas de ponta real, por ano, para diferentes durações anuais



Nota: O ano 2026 nas figuras corresponde ao resultado agregado dos anos 2023 a 2025.

Considerando especificamente o resultado agregado para o período de 2023 a 2025, resumido nas figuras anteriores como ano 2026, obtém-se o resultado síntese apresentado no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Intervalos de 30 minutos sem horas de ponta real, anos 2023 a 2025

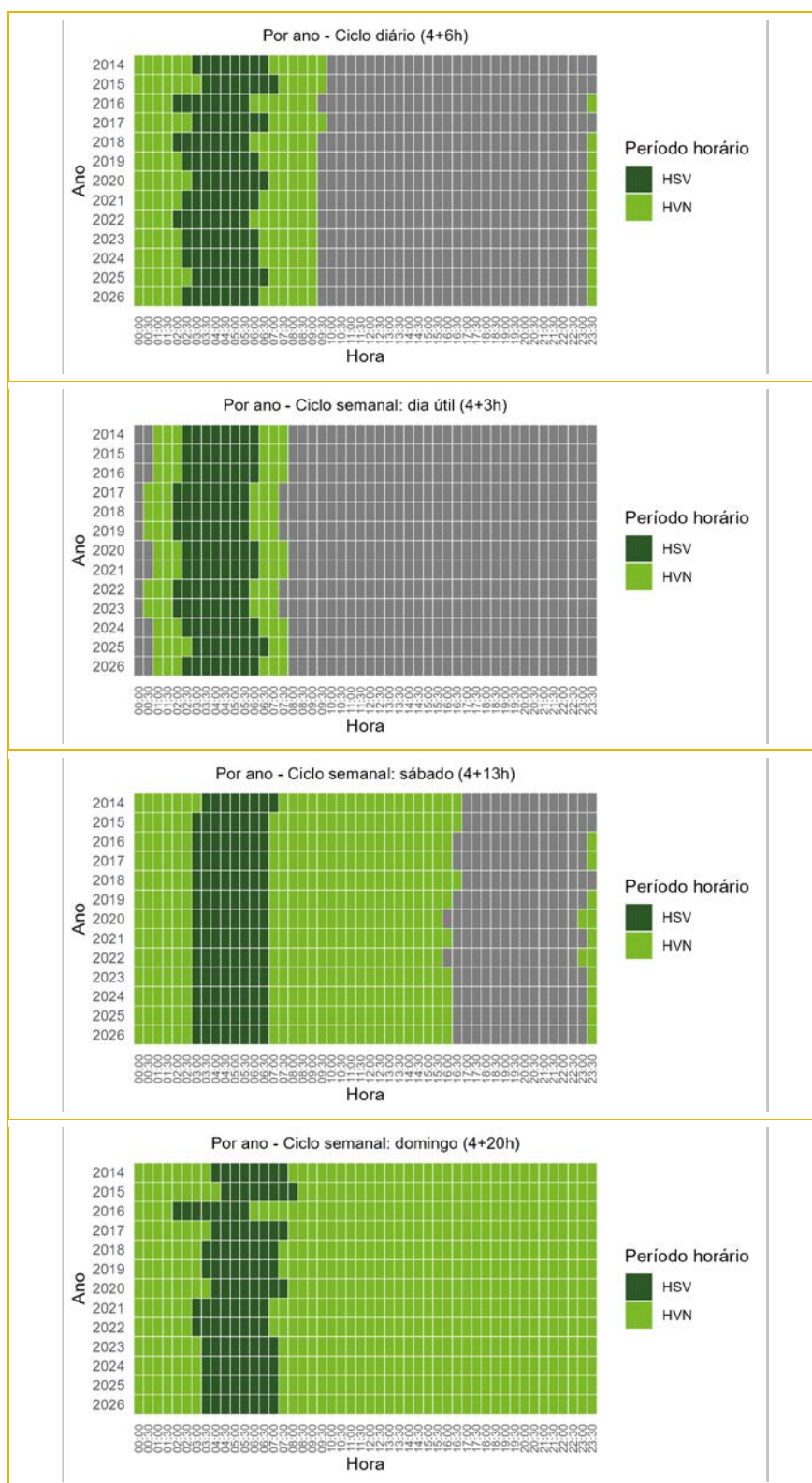


Nota: Resultado agregado dos anos 2023 a 2025.

Na **Etapla 2**, identificou-se a localização dos períodos de vazio que minimizam a ocorrência das horas de ponta real ⁷⁶, dados pelo custo incremental das redes, tendo em conta a duração dos períodos de vazio normal e super vazio, definidos no RT. Tendo em conta os resultados anteriores, em que as durações anuais de 1 000 e 1 460 horas identificam períodos relativamente similares, optou-se na análise seguinte por considerar a duração anual de 1 460 horas, uma vez que representa um critério mais exigente para a análise pretendida. Consequentemente, o Quadro 4-3 apresenta a localização dos períodos de vazio, por ano, para o ciclo diário, e para o ciclo semanal, diferenciando os dias úteis, sábados e domingos.

⁷⁶ Quando o número de períodos de 30 minutos sem ocorrência de horas de ponta real é superior à duração do período horário a localizar (por exemplo, 4 horas de super vazio a localizar num intervalo de seis horas sem horas de ponta real), a abordagem aplicada procura centrar os períodos horários nas horas sem ocorrência de horas de ponta real.

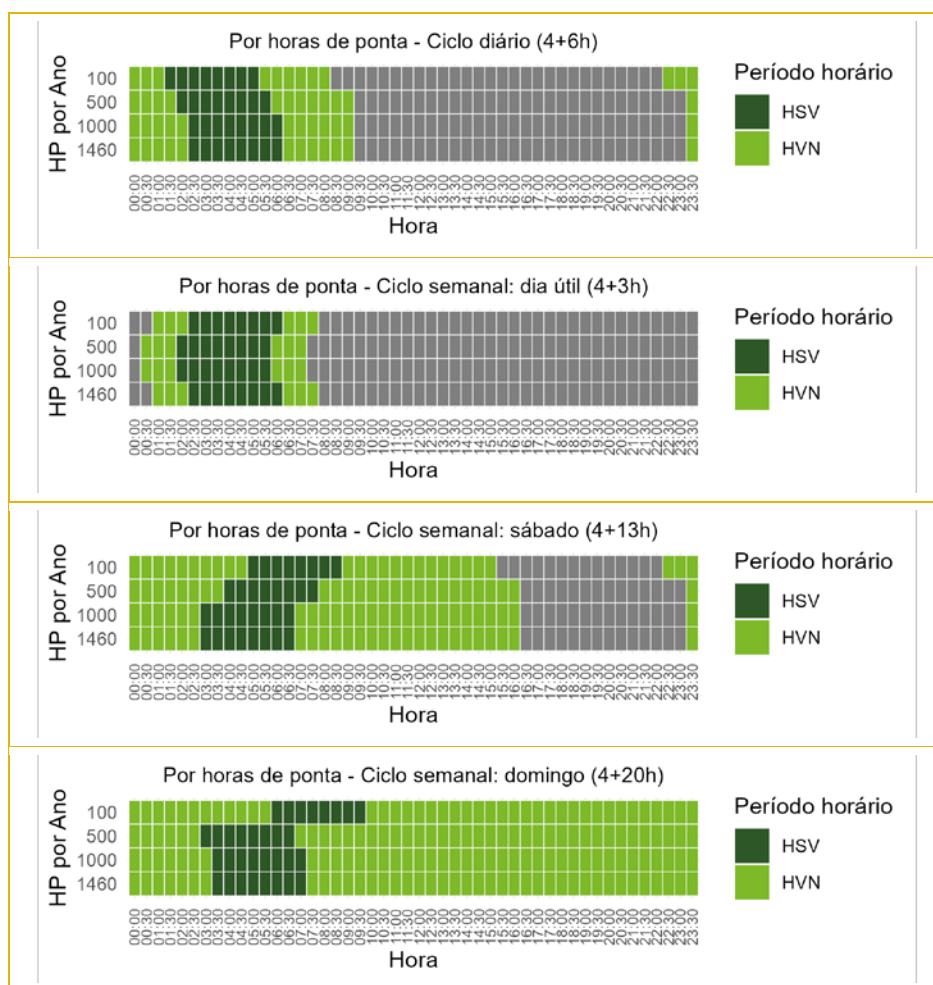
Quadro 4-3 - Localização do vazio que minimiza a ocorrência de horas de ponta real, por ciclo de contagem



Nota: O ano 2026 nas figuras corresponde ao resultado agregado dos anos 2023 a 2025. Considera uma duração de 1 460 horas de ponta real.
 HSV = horas de super vazio | HVN = horas de vazio normal.

Considerando especificamente o resultado agregado para o período de 2023 a 2025, resumido nas figuras do quadro anterior como ano 2026, obtém-se o resultado síntese apresentado no Quadro 4-4, por ciclo de contagem, conjugado com durações anuais inferiores a 1 460 horas de ponta real.

Quadro 4-4 - Localização do vazio que minimiza a ocorrência em horas de ponta real, por ciclo de contagem, anos 2023 a 2025



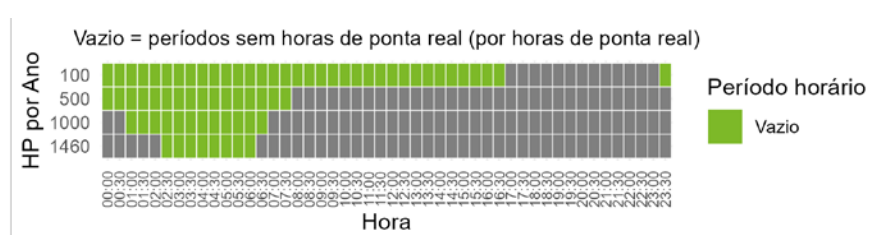
Nota: Resultado agregado dos anos 2023 a 2025. HSV = horas de super vazio | HVN = horas de vazio normal.

Retomando os resultados apresentados na Figura 4-6, observa-se que, no contexto do ciclo semanal por épocas na DRCS, a métrica dos custos incrementais das redes, ao refletir valores médios, posiciona as horas de vazio predominantemente no período central do dia. Embora tal comportamento possa ser justificado pela elevada produção fotovoltaica registada nessas horas, esta circunstância não assegura a inexistência de períodos de ponta, sobretudo em situações de reduzida irradiação solar. Assim, uma metodologia que contabilize o número de ocorrências efetivas das horas de ponta revela-se, à partida, mais adequada para

caracterizar o comportamento do sistema e garantir que o período de vazio não seja indevidamente alocado a intervalos suscetíveis de apresentar picos de trânsito.

Quando, à semelhança dos quadros anteriores, analisamos, para a DRCS, quais seriam as horas de vazio que minimizam as ocorrências de ponta real, obtemos os resultados do Quadro 4-5. Conclui-se que, tal como verificado para os restantes ciclos, as horas que evitam a ocorrência de pontas reais situam-se, predominantemente, durante a madrugada.

Quadro 4-5 - Intervalos de 30 minutos sem horas de ponta real, anos 2023 a 2025, na DRCS



Os resultados obtidos evidenciam uma tendência consistente, com diferenças muito reduzidas na localização das horas de vazio nos diferentes ciclos de contagem. Dada esta proximidade de resultados, optou-se por simplificar e alinhar as horas de super vazio em todos os ciclos, fixando-o entre as 2:30 e as 6:30. Esta solução estabelece um equilíbrio entre os resultados obtidos para os ciclos diário e semanal ⁷⁷. No caso das horas de vazio normal, esta secção suporta, no caso dos dias úteis do ciclo semanal, a solução que decorre da métrica dos custos incrementais ⁷⁸, e apresenta argumentos para poder iniciar o vazio do ciclo diário às 22:30 ⁷⁹, com uma distância de 60 minutos face ao final das horas de ponta.

⁷⁷ No ciclo diário, avaliado para os custos incrementais em BT, o super vazio inicia-se às 2:30 para durações de uma ponta real de 1 000 e 1 460 horas anuais. Nos dias úteis do ciclo semanal, avaliado para os custos incrementais agregados, de todos os níveis de tensão, o super vazio inicia-se às 2:30 para durações de uma ponta real de 100 e 1 460 horas anuais. Assim, no caso do resultado para 1 460 horas anuais, ambas as perspetivas mantêm a solução já apresentada na abertura da consulta pública. Este resultado para o super vazio também é suportado pela métrica do custo incremental, na secção 4.1, quando aplicada na lógica de uma localização comum em todos os dias do ano (isto é, em ciclo diário).

⁷⁸ Isto é, para durações de 1 000 horas anuais, que equivale à duração aproximadas das horas de ponta no ciclo semanal, os resultados determinam o vazio a iniciar às 00:30.

⁷⁹ Tendo em conta que no ciclo diário o vazio tem uma duração diária de 10 horas, e considerando o resultado agregado dos anos 2023 a 2025 (representado pela linha auxiliar denominada por ano 2026) do Quadro 4-1, o caso que mais se assemelha a identificar uma janela de vazio com uma duração diária de aproximadamente 10 horas é o caso das 100 horas anuais nesse quadro, que colocam o início do vazio às 22:30.

Esta opção visa assegurar maior simplicidade e consistência na definição dos períodos horários, garantindo simultaneamente que o intervalo considerado corresponde a um período de reduzida utilização das redes e com a menor probabilidade de ocorrência de picos de tráfegos nas redes.

5 ATUALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

Neste capítulo, a secção 5.1 apresenta os novos períodos horários para Portugal continental, a implementar nos termos estabelecidos na Diretiva que aprova os mesmos.

A secção 5.2 compara os períodos horários vigentes e novos, discutindo as alterações mais relevantes, sobretudo em termos das simplificações adotadas.

5.1 NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS

Os novos períodos horários para Portugal continental constam do Quadro 5-1, Quadro 5-2 e Quadro 5-3.

O ciclo semanal, aplicável a todos os fornecimentos em Portugal continental, apresenta os períodos horários do Quadro 5-1, na estrutura tetra-horária.

Quadro 5-1 - Ciclo semanal na estrutura tetra-horária (novos períodos horários)

	Hora legal de inverno	Hora legal de verão
	Dias úteis	
Ponta:	17.00/22.00 h	19.30/22.30 h
Cheias:	00.00/00.30 h	00.00/00.30 h
	07.30/17.00 h	07.30/19.30 h
	22.00/24.00 h	22.30/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.30 h	00.30/02.30 h
	06.30/07.30 h	06.30/07.30 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h
	Sábados	
Cheias:	17.00/24.00 h	17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h
	06.30/17.00 h	06.30/17.00 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h
	Domingos	
Vazio normal:	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h
	06.30/24.00 h	06.30/24.00 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h

Nota: Para todos os fornecimentos em Portugal continental.

O ciclo diário, aplicável a fornecimentos em BTE e BTN em Portugal continental, apresenta os períodos horários do Quadro 5-2, na estrutura tetra-horária.

Quadro 5-2 - Ciclo diário na estrutura tetra-horária (novos períodos horários)

	Todos os dias
Ponta:	17.30/21.30 h
Cheias:	08.30/17.30 h 21.30/22.30 h
Vazio normal:	00.00/02.30 h 06.30/08.30 h 22.30/24.00 h
Super vazio:	02.30/06.30 h

Nota: Para fornecimentos em BTE e BTN em Portugal continental.

O ciclo semanal por épocas, aplicável a fornecimentos em MAT, AT e MT em Portugal continental, apresenta os períodos horários do Quadro 5-3, na estrutura tetra-horária, definido para o conjunto das áreas de rede A e B e para a área de rede C.

Quadro 5-3 - Ciclo semanal por épocas na estrutura tetra-horária (novos períodos horários)

Áreas de Rede: A e B			
	Época Alta	Época Média	Época Baixa
Dias úteis			
Ponta:	17.00/22.00 h	17.30/22.30 h	19.00/22.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h	00.00/00.30 h	00.00/00.30 h
	07.30/17.00 h	07.30/17.30 h	07.30/19.00 h
	22.00/24.00 h	22.30/24.00 h	22.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.30 h	00.30/02.30 h	00.30/02.30 h
	06.30/07.30 h	06.30/07.30 h	06.30/07.30 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h
Sábados, Domingos e Feriados			
Cheias:	18.30/21.30 h	19.00/22.00 h	19.30/22.30 h
Vazio normal:	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h
	06.30/18.30 h	06.30/19.00 h	06.30/19.30 h
	21.30/24.00 h	22.00/24.00 h	22.30/24.00 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h

Área de Rede: C			
	Época Alta	Época Média	Época Baixa
Dias úteis			
Ponta:	18.30/23.30 h	17.00/22.00 h	18.00/21.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h	00.00/00.30 h	00.00/00.30 h
	07.30/18.30 h	07.30/17.00 h	07.30/18.00 h
	23.30/24.00 h	22.00/24.00 h	21.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.30 h	00.30/02.30 h	00.30/02.30 h
	06.30/07.30 h	06.30/07.30 h	06.30/07.30 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h
Sábados, Domingos e Feriados			
Cheias:	19.30/22.30 h	18.30/21.30 h	18.00/21.00 h
Vazio normal:	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h	00.00/02.30 h
	06.30/19.30 h	06.30/18.30 h	06.30/18.00 h
	22.30/24.00 h	21.30/24.00 h	21.00/24.00 h
Super vazio:	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h	02.30/06.30 h

Nota: Para fornecimentos em MAT, AT e MT em Portugal continental.

O Quadro 5-4 sintetiza a aplicação dos ciclos de contagem, por nível de fornecimento. Para clientes em MAT, AT e MT aplicam-se o ciclo semanal e o ciclo semanal por épocas, sempre com uma estrutura tetra-horária. Para clientes em BTE aplicam-se os ciclos diário e semanal, igualmente em estrutura tetra-horária. Para os clientes em BTN, tal como para BTE, também se aplicam os ciclos diário e semanal, mas com uma

estrutura tri-horária, com a particularidade de também estar disponível a opção bi-horária no caso de potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA ⁸⁰.

Quadro 5-4 – Aplicação dos ciclos de contagem, por nível de fornecimento

	Ciclo diário	Ciclo semanal	Ciclo semanal por épocas
Nível de fornecimento			
MAT, AT e MT	não aplicável	Tetra-horário 	
BTE	Tetra-horário 		não aplicável
BTN Potência contratada > 20,7 kVA	Tri-horário 		
BTN Potência contratada ≤ 20,7 kVA	Tri-horário  ou Bi-horário 		

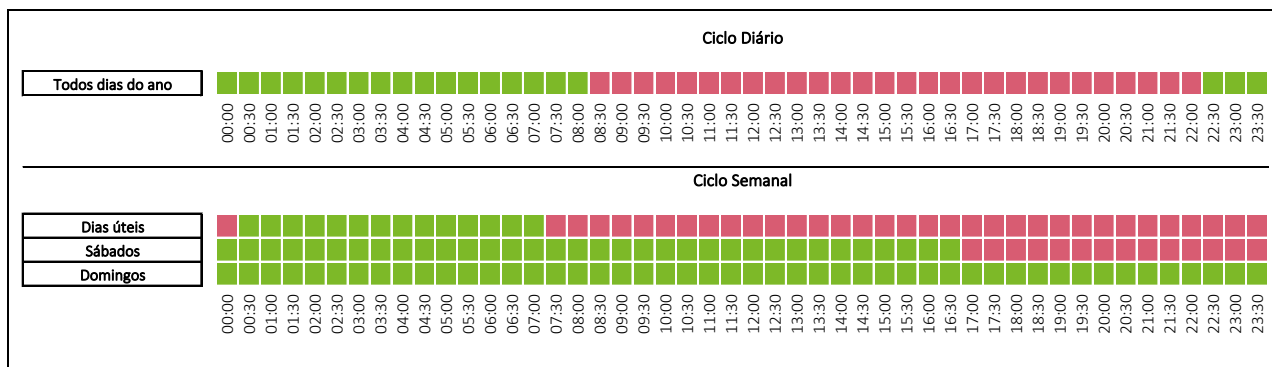
Nota: Para fornecimentos em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, existe ainda a possibilidade de aderir à opção tarifária simples, em que não existe diferenciação por período horário, e, consequentemente, não se aplica um ciclo de contagem.

Assim, tendo em conta a aplicação dos ciclos contagem por nível de fornecimento (Quadro 5-4), e a localização dos novos períodos horários na estrutura tetra-horária (Quadro 5-1, Quadro 5-2 e Quadro 5-3), os quadros seguintes ilustram a localização dos períodos horários para os vários níveis de fornecimento.

O Quadro 5-5, relativo aos fornecimentos em BTN na opção bi-horária, ilustra os ciclos diário e semanal. A opção bi-horária está disponível para os escalões de potência contratada inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

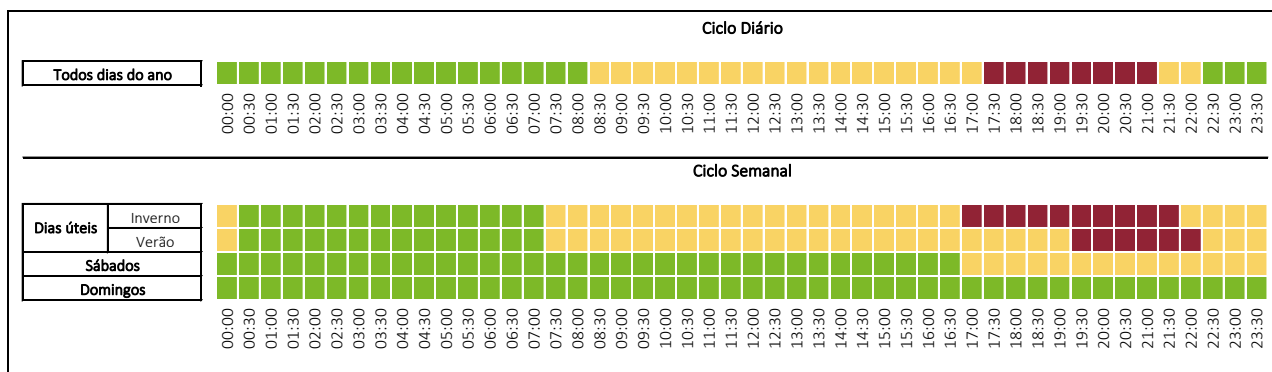
⁸⁰ Para fornecimentos em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, existe ainda a possibilidade de aderir à opção tarifária simples, em que não existe diferenciação por período horário, e, consequentemente, não se aplica um ciclo de contagem.

Quadro 5-5 - BTN na opção bi-horária (novos períodos horários)



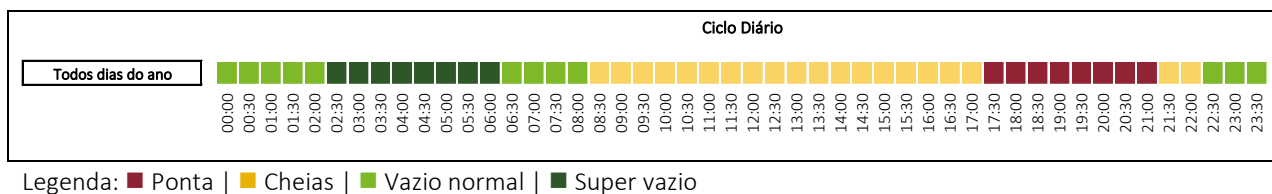
O Quadro 5-6, para fornecimentos em BTN na opção tri-horária, mostra os ciclos diário e semanal. A opção tri-horária está disponível para todos os escalões de potência contratada em BTN, sendo de aplicação obrigatória no caso de potências contratadas acima de 20,7 kVA.

Quadro 5-6 - BTN na opção tri-horária (novos períodos horários)



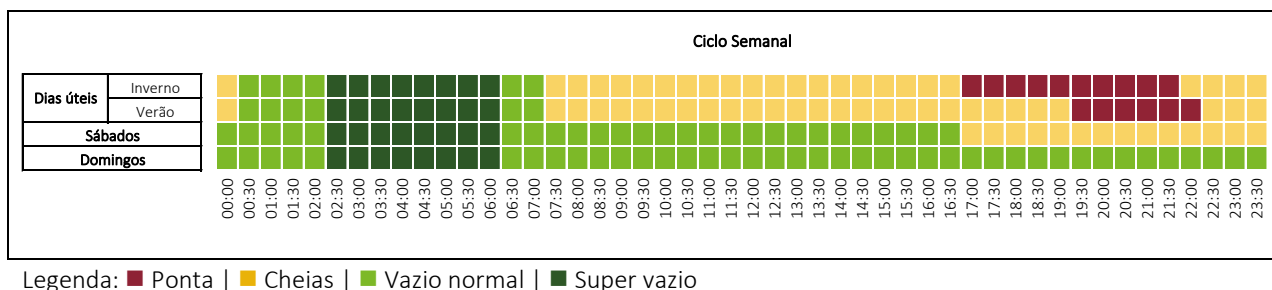
O Quadro 5-7 apresenta o ciclo diário para fornecimentos em BTE, que se aplica obrigatoriamente com uma estrutura tetra-horária.

Quadro 5-7 - BTE com ciclo diário (novos períodos horários)



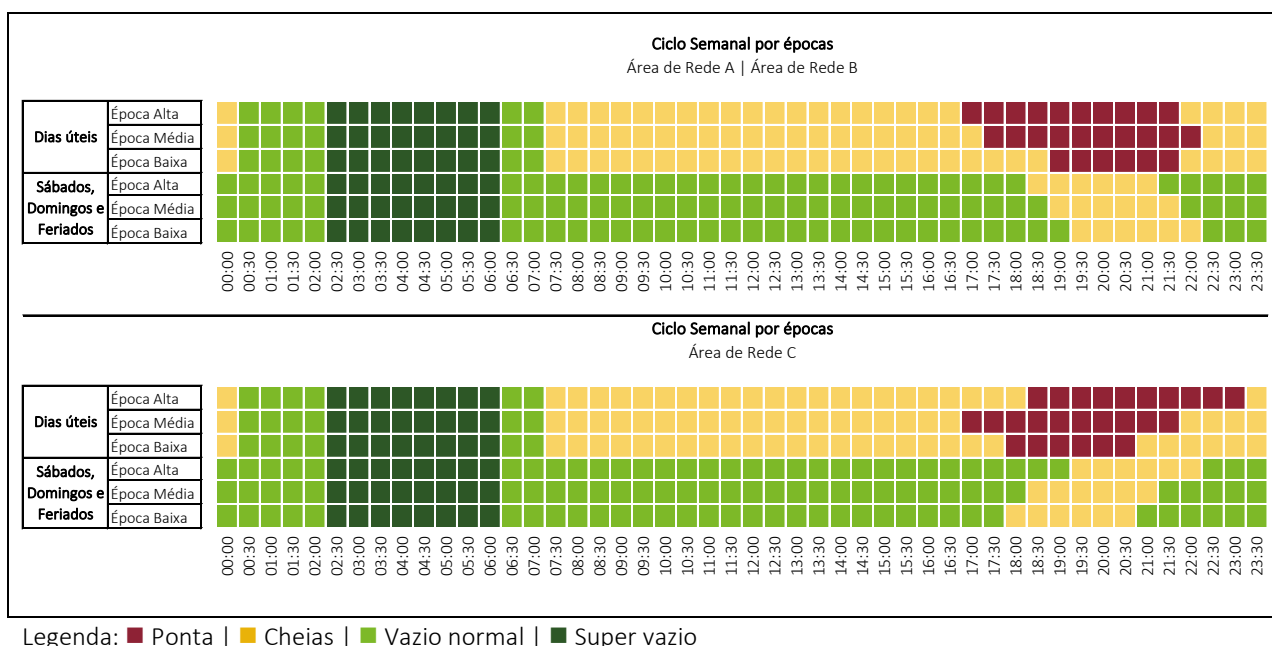
O Quadro 5-8 indica o ciclo semanal para fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE, que se aplica obrigatoriamente com uma estrutura tetra-horária.

Quadro 5-8 - MAT, AT, MT e BTE com ciclo semanal (novos períodos horários)



Por fim, o Quadro 5-9 evidencia o ciclo semanal por épocas para fornecimentos em MAT, AT e MT, obrigatoriamente com uma estrutura tetra-horária. É de salientar que os períodos horários são idênticos entre as Áreas de Rede A e B. No caso da Área de Rede C, a sua localização é distinta.

Quadro 5-9 - MAT, AT e MT com ciclo semanal por épocas (novos períodos horários)



5.2 COMPARAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS VIGENTES E NOVOS

Não obstante os novos períodos horários terem sido definidos com base nas características anteriormente estabelecidas no RT, como, por exemplo, as durações diárias de cada período horário, eles diferem no seu desenho final face aos períodos horários vigentes, sobretudo por representarem um conjunto de simplificações, facilitando a sua compreensão pelos utilizadores da rede.

O Quadro 5-10 resume as principais alterações nos novos períodos horários, face aos vigentes, bem como uma lista sintética de vantagens para cada caso. As duas alterações no final desse quadro são novas face ao lançamento da Consulta Pública n.º 137.

Quadro 5-10 - Resumo das alterações nos novos períodos horários e respetivas vantagens

Alteração	Vantagens
1. Uniformizar o ciclo diário em todos os dias do ano	– Gestão simplificada e mais eficiente. – Maior clareza e facilidade de compreensão dos períodos horários pelos consumidores.
2. Consolidar o ciclo semanal e ciclo semanal opcional num único ciclo semanal	– Harmonização do número de ciclos de contagem disponíveis para cada categoria de cliente ⁸¹. – Facilita a comunicação e aplicação dos períodos horários.
3. Localizar as horas de ponta ao final do dia em todos os ciclos de contagem	– Horas de ponta alinhadas com o custo incremental das redes, melhorando a eficiência do sistema.
4. Alinhar as horas de super vazio entre todos os ciclos de contagem	– Facilita a compreensão, planeamento e memorização pelos consumidores.
5. Eliminar as transições de período horário com granularidade de 15 minutos	– Garantia de alterações em horários consistentes, como horas inteiras ou meias horas ⁸². – Facilita a programação do consumo.
6. Uniformizar os sábados do ciclo semanal em todos os dias do ano	– A mudança de períodos horários dentro do ano fica limitada aos dias úteis.
7. Uniformizar o ciclo semanal por épocas entre as áreas de rede A e B	– Adoção de um ciclo de contagem comum para as duas áreas de rede (A e B) que têm a mesma definição em termos de épocas alta, média e baixa.

⁸¹ Com a operacionalização do ciclo semanal por épocas em 2024, os clientes em MAT, AT e MT passaram a dispor de três ciclos de contagem distintos, enquanto os clientes em BT apenas dispõem de dois ciclos de contagem. Com a eliminação do ciclo semanal opcional, todos os clientes passariam a dispor de dois ciclos de contagem.

⁸² No ciclo semanal vigente, ocorrem transições entre períodos horários às 9:15 e às 12:15 nos dias úteis da hora legal de verão.

Importa realçar que, face à situação vigente, se mantêm as durações diárias dos períodos horários nos vários ciclos de contagem, não se alterando as regras previstas no Regulamento Tarifário. Todavia, embora uma reformulação mais estrutural possa ter virtudes, a ERSE entende que a alteração da localização dos períodos horários, por si, já será suficientemente desafiante em termos de implementação e comunicação aos clientes.

Conforme referido anteriormente, a localização dos novos períodos horários tem por base a média dos três anos mais recentes de dados analisados (2023, 2024 e 2025), utilizando a métrica dos custos incrementais das redes (secção 4.1) para esses anos e tendo em conta a análise complementar sobre o período do vazio (secção 4.3) ⁸³.

A nova localização dos períodos horários reflete as sete alterações resumidas no Quadro 5-10, dentro das regras vigentes, que não necessitam de uma revisão do estabelecido no Regulamento Tarifário. De seguida, são analisadas em maior detalhe as alterações.

1. No ciclo diário, a simplificação diz respeito à aprovação de um **ciclo diário sem diferenças sazonais**, igualando os períodos horários na hora legal de inverno e verão ⁸⁴. A estrutura horária para o conjunto do ano reflete, assim, primordialmente a localização da hora legal de inverno, uma vez que a nível nacional esse é o período de maior solicitação à rede elétrica.
2. No que respeita ao ciclo de contagem semanal, adota-se um **único ciclo semanal, disponível para todos os fornecimentos**, que contrasta com a situação vigente, em que coexistem o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional, com este último disponível apenas para os clientes em MAT, AT e MT. Concorrem, como argumentos para esta opção, a operacionalização do ciclo semanal por épocas em 2024, que acrescentou nesses níveis de fornecimento um ciclo de contagem novo, e o facto de os períodos simulados sugerirem uma elevada similitude entre as novas localizações caso se mantivessem, em separado, o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional ⁸⁵.
3. 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

⁸³ A consideração dos resultados da secção 4.3 permitiu assegurar a duração mínima de uma hora na transição entre horas de vazio e horas de ponta, bem como um alinhamento geral na colocação dos períodos de vazio entre os ciclos de contagem.

⁸⁴ No ciclo diário vigente, esta simplificação já ocorre na opção bi-horária, mas não nas opções tri-horária e tetra-horária.

⁸⁵ Importa recordar que a implementação do ciclo semanal opcional, resultou de uma proposta dos operadores das redes de transporte e distribuição em 2003, argumentando para a necessidade de existir um período de cinco horas de ponta contínuas na hora legal de inverno, situação que é assegurada com os novos períodos horários do ciclo semanal.

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.

4. Do mesmo modo, adota-se o **alinhamento das horas de super vazio entre todos os ciclos de contagem, fixando-as entre as 2:30 e as 6:30**. Esta uniformização evita a sobreposição com períodos de maior solicitação pontual da rede ⁸⁶, ao mesmo tempo que simplifica o regime atual ⁸⁷, aumentando a clareza e a capacidade de planeamento por parte dos consumidores.
5. Em complemento, eliminam-se as transições de período horário com granularidade de 15 minutos, como atualmente ocorre no ciclo semanal durante a hora legal de verão, em que o período de ponta decorre entre as 09:15 e as 12:15. A nova localização, em todos os ciclos de contagem, assenta na adoção de uma **granularidade máxima de 30 minutos**. É de recordar que em Espanha as transições ocorrem sempre à hora inteira, conforme apresentado no Quadro 2-13 e Quadro 2-14.
6. No caso do novo ciclo semanal, passará a existir uma **localização comum nos sábados em todo o ano**, não se aplicando uma diferenciação entre as horas legal de inverno e verão, como acontece atualmente. Esta configuração resultou diretamente da aplicação da metodologia ⁸⁸.
7. Por fim, e derivado da metodologia produzir períodos horários idênticos nos dias úteis para as áreas de rede A e B, adotou-se um **ciclo de épocas comum nas áreas de rede A e B**, incluindo aos fins de semana ⁸⁹. Esta solução beneficia do facto de as épocas alta, média e baixa terem a mesma definição mensal nestas duas áreas de rede.

Para facilitar a compreensão das alterações dos novos períodos horários, face aos vigentes, é apresentada para todos os ciclos de contagem a comparação direta entre a situação vigente e nova, em estrutura tetra-horária, nos quadros seguintes.

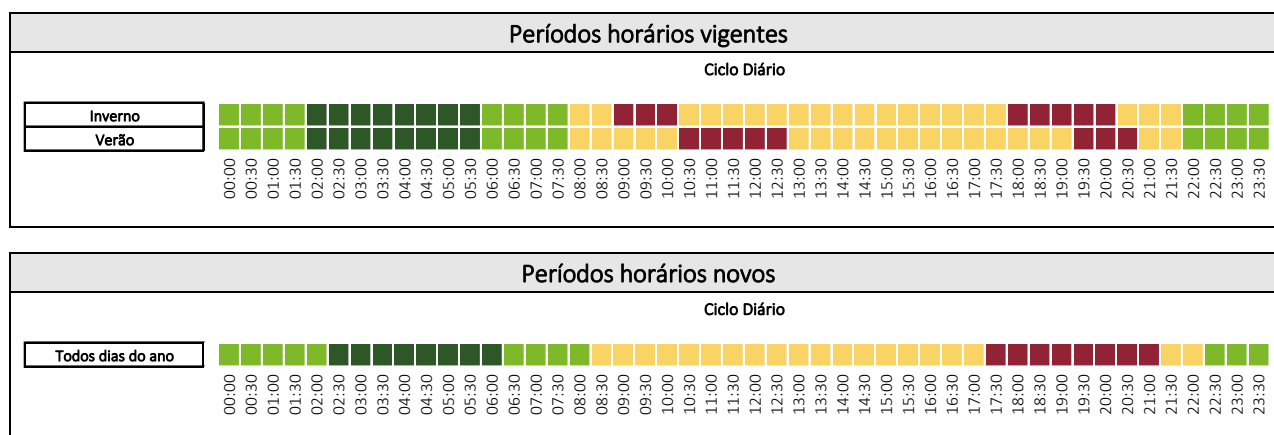
⁸⁶ Conforme analisado na secção 4.3, do ponto de vista das horas de ponta real.

⁸⁷ Nos ciclos de contagem atual, o período de super vazio inicia-se em diferentes horários, embora tenha sempre a duração diária de 4 horas.

⁸⁸ Na abertura da consulta pública, o resultado da metodologia produzia períodos horários ligeiramente distintos entre as horas legal de inverno e verão.

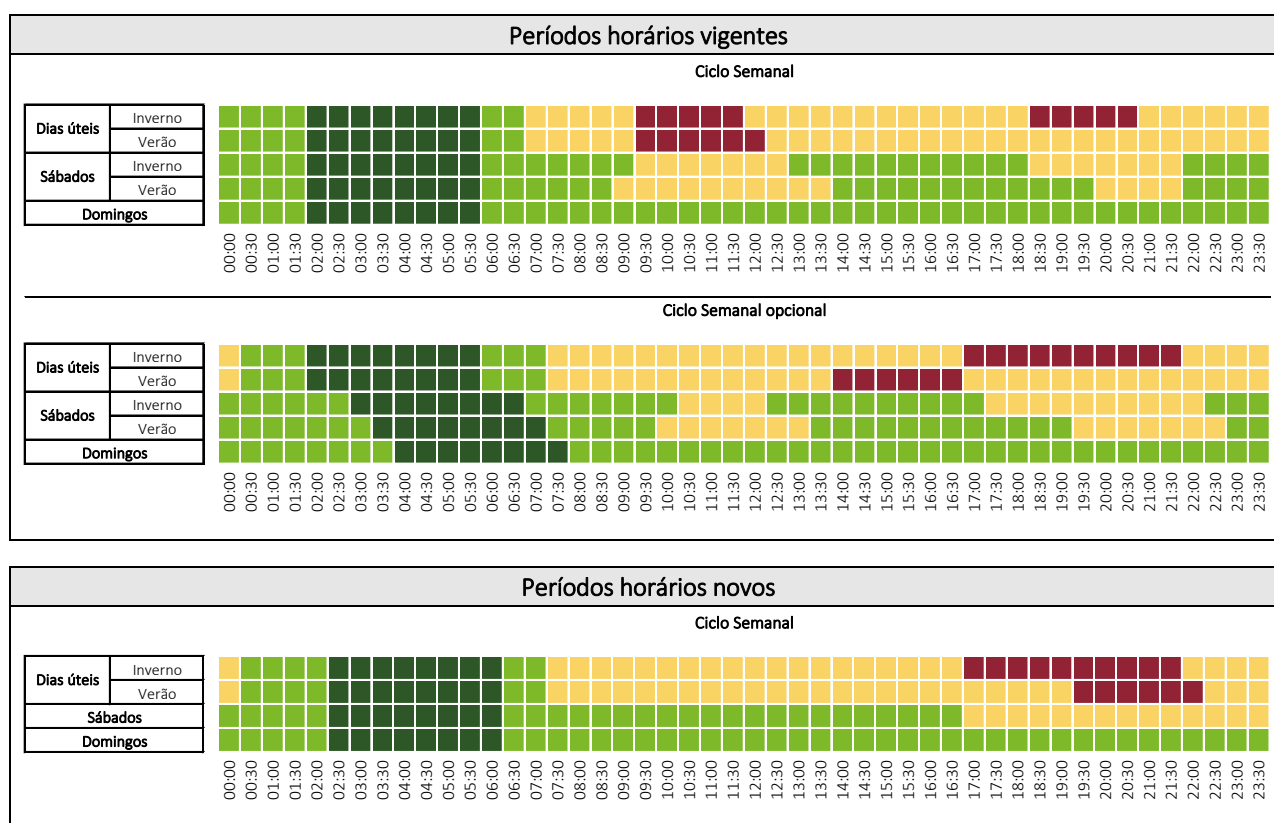
⁸⁹ Metodologicamente, a solução decorre de tratar as duas áreas de rede como uma única, tendo em conta as localizações alinhadas nos dias úteis, quando as mesmas estavam a ser tratadas em separado.

Quadro 5-11 - Ciclo diário com estrutura tetra-horária (períodos horários vigentes e novos)



Legenda: ■ Ponta | ■ Cheias | ■ Vazio normal | ■ Super vazio

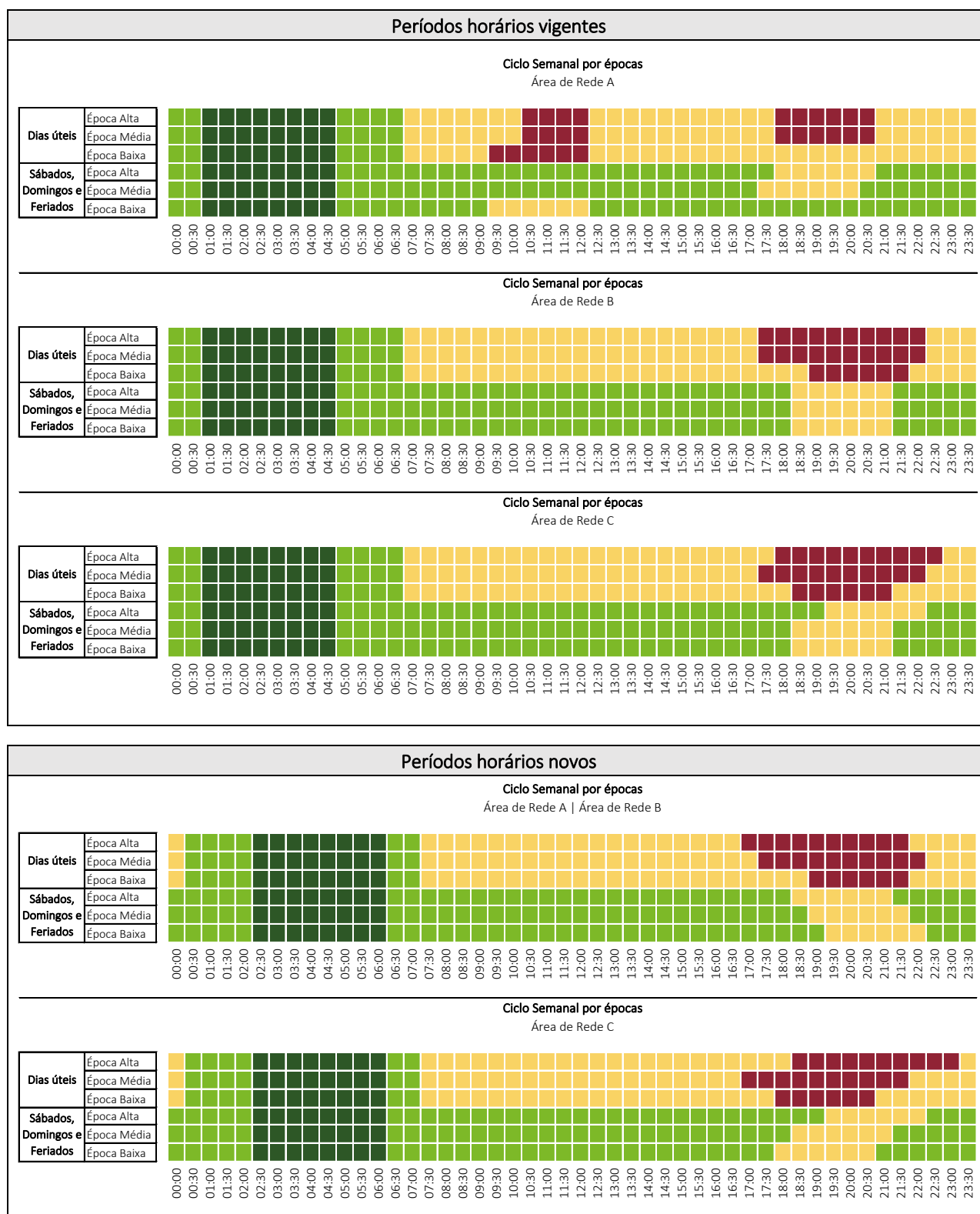
Quadro 5-12 - Ciclo semanal com estrutura tetra-horária (períodos horários vigentes e novos)



Legenda: ■ Ponta | ■ Cheias | ■ Vazio normal | ■ Super vazio

Nota: No ciclo semanal vigente, o período de ponta da hora legal de verão, em dias úteis, ocorre no período 9:15 - 12:15. Para simplificar a visualização, e apresentar todos os casos com granularidade de 30 minutos, o quadro apresenta esse período de ponta, por aproximação, no intervalo 9:30 - 12:30.

Quadro 5-13 - Ciclo semanal por épocas com estrutura tetra-horária (períodos horários vigentes e novos)



6 ADEQUAÇÃO DAS HORAS DE PONTA NOS MAPAS HORÁRIOS

Neste capítulo avalia-se a adequação das horas de ponta dos mapas horários, comparando os novos períodos com os vigentes. Em particular, são avaliadas duas dimensões: primeiro, é avaliada a capacidade de identificar, nos dados históricos, para a métrica dos custos incrementais, as 100 horas de ponta real por ano (secção 6.1); segundo, analisa-se se as horas de ponta apresentam sobreposição com as 5 horas diárias de menor preço no mercado diário do MIBEL (secção 6.2). Em complemento, é ainda apresentada a localização das horas de ponta dos novos períodos, em comparação com os dias de maior consumo do sistema elétrico nacional (secção 6.3). Por fim, é avaliada a adequação das horas de ponta no contexto de condições meteorológicas extremas (secção 6.4).

6.1 IDENTIFICAÇÃO DAS 100 HORAS DE PONTA REAL DA REDE

Por definição, os novos períodos das horas de ponta deviam estar melhor localizados para identificar as horas de ponta real da rede elétrica, tendo por base a métrica do custo incremental. Contudo, dependendo da volatilidade nos trânsitos de energia, devido à intermitência da geração distribuída, existe a possibilidade de as horas de ponta terem um desempenho menos adequado.

Nas duas figuras seguintes (Figura 6-1 e Figura 6-2), ilustra-se, para o conjunto dos anos 2014 a 2025, se as horas de ponta dos ciclos de contagem diário e semanal identificam as 100 horas anuais de ponta real do sistema, utilizando para o efeito a métrica do custo incremental das redes. Assim, apresenta-se a verde a percentagem das 100 horas anuais de ponta real captadas pelas horas de ponta dos ciclos de contagem, e a vermelho a percentagem que não é captada pelas horas de ponta. Para além de se compararem os resultados entre os mapas vigente e novo ⁹⁰, são apresentados os resultados discriminados por ano, mês, dia da semana e hora ⁹¹.

⁹⁰ Na Figura 6-1, referente ao ciclo diário, consideram-se as horas de ponta do mapa vigente (hora legal de inverno: 9:00-10:30 e 18:00-20:30 | hora legal de verão: 10:30-13:00 e 19:30-21:00) e do novo mapa (hora legal de inverno e verão: 17:30-21:30).

⁹¹ Em comparação com os resultados apresentados na abertura da Consulta Pública, os resultados para o ciclo diário não apresentam uma melhoria tão significativa face aos mapas horários vigentes. Isso deve-se ao facto de, na abertura da Consulta Pública, as secções 6.1 e 6.2 terem assumido, como novo mapa horário, o ciclo diário com diferenciação por hora legal de inverno e verão (correspondendo à opção alternativa colocada em consulta). A análise atualizada, que agora se apresenta, assume os novos períodos horários, que não têm essa diferenciação, e não conseguem, consequentemente, apresentar um nível de adequação ainda mais elevado. Não obstante esta diferença, a atualização com os novos períodos horários continua a evidenciar uma melhoria significativa face aos períodos horários vigentes, conforme consta da análise que se segue.

Na Figura 6-1, referente ao ciclo diário, disponível para clientes em BT, observa-se que globalmente, no período de 2014 a 2025, o mapa vigente identifica 31,5% das 100 horas anuais de ponta real fora das horas de ponta ⁹², considerando a métrica dos custos incrementais das redes ⁹³. Com o mapa novo, a percentagem de horas de ponta real captadas fora das horas de ponta diminui para 11,5%, representando assim uma melhoria substancial na identificação dos períodos de maior utilização das redes. Caso se limitasse a análise aos anos 2023 a 2025, a percentagem de horas de ponta real captadas fora das horas de ponta seria de 30,7% para o mapa vigente e de 10,5% para o mapa novo.

Na análise por ano, no horizonte de 2014 a 2025, e considerando o mapa vigente, os períodos de ponta real fora das horas de ponta está distribuído por todos os anos, com uma maior expressão no ano 2021. No novo mapa, mais de um quinto dos períodos de ponta real não captados (2,5% em 11,5%) concentram-se no ano 2021, sugerindo efetivamente um comportamento diferenciado nesse ano.

Na análise por mês, observa-se que a ponta real, dentro ou fora das horas de ponta, ocorre quase exclusivamente nos meses de dezembro a fevereiro, considerando a globalidade da janela temporal de 2014 a 2025, apontando para uma certa estabilidade naquilo que são os meses que registam uma maior utilização das redes. O mês que regista o maior peso das horas de ponta real fora das horas de ponta é janeiro, tanto no mapa vigente, como no mapa novo. Conjugado com a análise ao ano, referida anteriormente, e o facto de ter ocorrido uma vaga de frio extremo nesse mês do ano 2021, que levou ao registo de um novo consumo máximo no SEN ⁹⁴, isso sugere uma relação estreita com esse fenómeno meteorológico adverso.

Na análise por dia da semana, observam-se horas de ponta real fora das horas de ponta em todos os dias da semana. Concretamente, a maior percentagem desses períodos está concentrada entre segunda-feira e sexta-feira, tanto no mapa vigente (30,1% em 31,5%), como também no mapa novo (11,3% em 11,5%).

Na análise por hora, os principais períodos fora das horas de ponta ocorrem, no mapa vigente, nas horas 21 e 22 (20:00 até 22:00). No novo mapa, os principais desvios correm na hora 22 (21:00 até 22:00).

⁹² Considerando a janela temporal de 12 anos (2014-2025), 31,5% das 100 horas anuais equivale a 31,5% de um total de 1 200 horas.

⁹³ Uma vez que o ciclo diário apenas se aplica aos fornecimentos em BTE e BTN, o custo incremental das redes avaliado é referente aos fornecimentos em BT (mas que integra, por efeito de aditividade tarifária, os custos incrementais do transporte e dos vários níveis de tensão da distribuição).

⁹⁴ Ver notícia REN «[Vaga de frio empurra consumo de gás natural e eletricidade para máximos históricos sucessivos](#)», de 16 de janeiro de 2021.

Enquanto no mapa vigente os desvios decorrem em grande medida do facto de as quatro horas de ponta não estarem concentradas ao final do dia, o novo mapa aparenta ter uma localização melhorada, e apenas não identifica uma maior percentagem das horas de ponta real pelo facto de utilizar em todos os dias uma janela de apenas 4 horas.

Mudando para a Figura 6-2, relativa ao ciclo semanal ⁹⁵, aplicável a todos os níveis de fornecimento ⁹⁶, existem várias conclusões que são análogas à análise que decorreu do ciclo diário. Globalmente, regista-se novamente uma melhoria na identificação das horas de ponta real, com os períodos fora das horas de ponta a situarem-se em 30,6% no mapa vigente, e em 14,0% no novo mapa. Apesar da melhoria, o valor registado no novo mapa não é tão bom como no ciclo diário.

Nas análises por horizonte temporal, destacam-se as seguintes observações:

- Por ano, o ano 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, o 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 concentração de períodos fora das horas de ponta nos sábados e domingos no mapa vigente (5,0% em 30,6%), mas principalmente no mapa novo (5,0% em 14,0%). Esta circunstância está obviamente 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 mapa novo, nas horas 12 (11:00 até 12:00) e 20 (19:00 até 20:00). 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.

Caso se limitasse, para o ciclo semanal, a análise aos anos 2023 a 2025, a percentagem de horas de ponta real captadas fora das horas de ponta seria de 30,3% para o mapa vigente e de 12,0% para o mapa novo.

⁹⁵ Na Figura 6-2, referente ao ciclo semanal, consideram-se as horas de ponta do mapa vigente (hora legal de inverno: 9:30-12:00 e 18:30-21:00 | hora legal de verão: 09:15-12:15 que, devido ao tratamento de dados em intervalos de 30 minutos, é aproximado por 9:30-12:30) e do novo mapa proposto (hora legal de inverno: 17:30-22:30 | hora legal de verão: 19:30-22:30).

⁹⁶ Como este ciclo de contagem é aplicável a todos os níveis de fornecimento, o custo incremental avaliado é o valor global do SEN, ponderando o custo incremental das redes nos níveis MAT, AT, MT e BT pelo peso relativo dos consumos de cada nível de tensão.

Em resumo, de acordo com as figuras seguintes, os mapas novos desempenham bem por comparação com os mapas vigentes.

Figura 6-1 - Ciclo diário e as 100 horas anuais de ponta real, para a métrica do custo incremental das redes

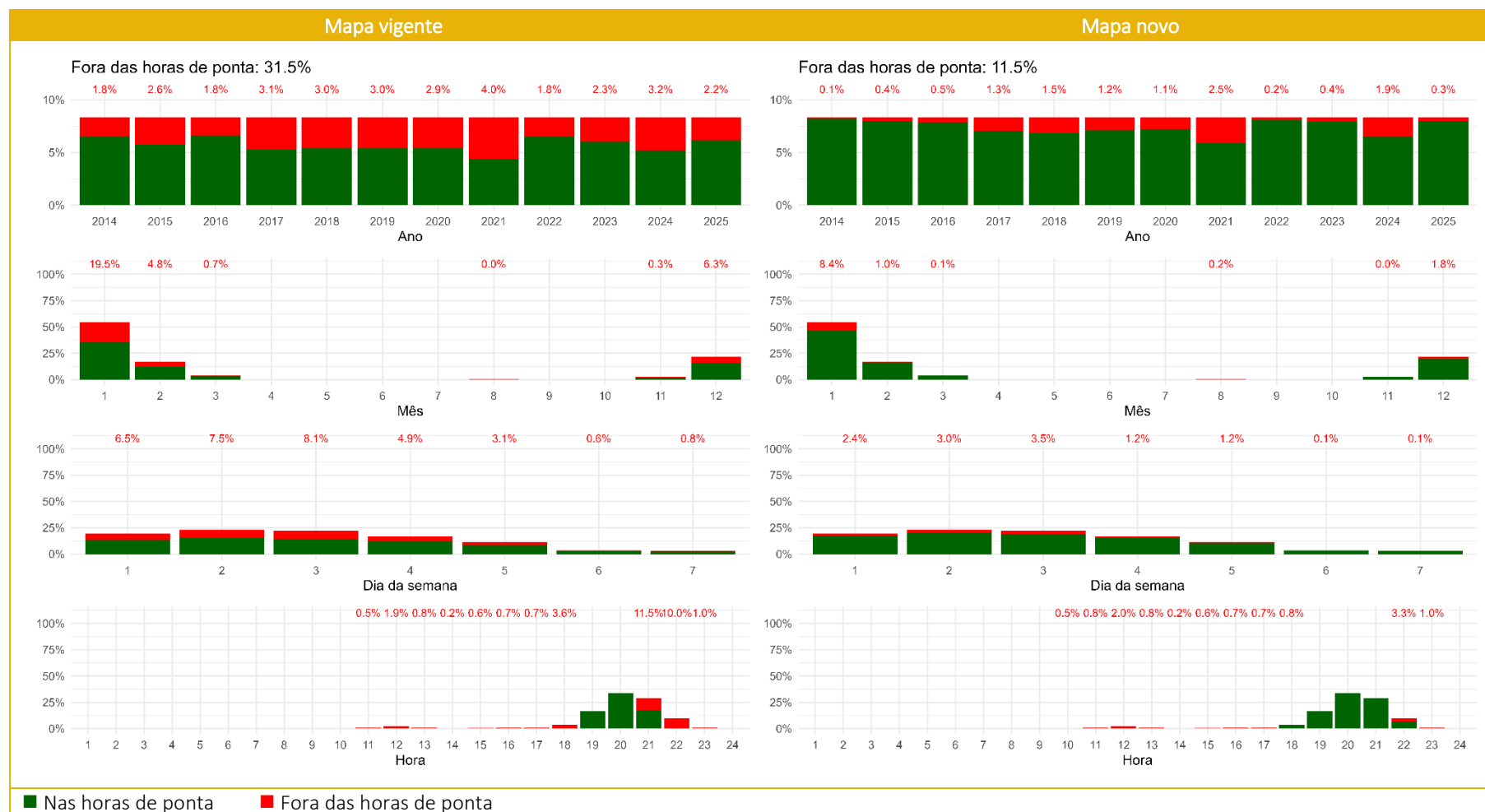
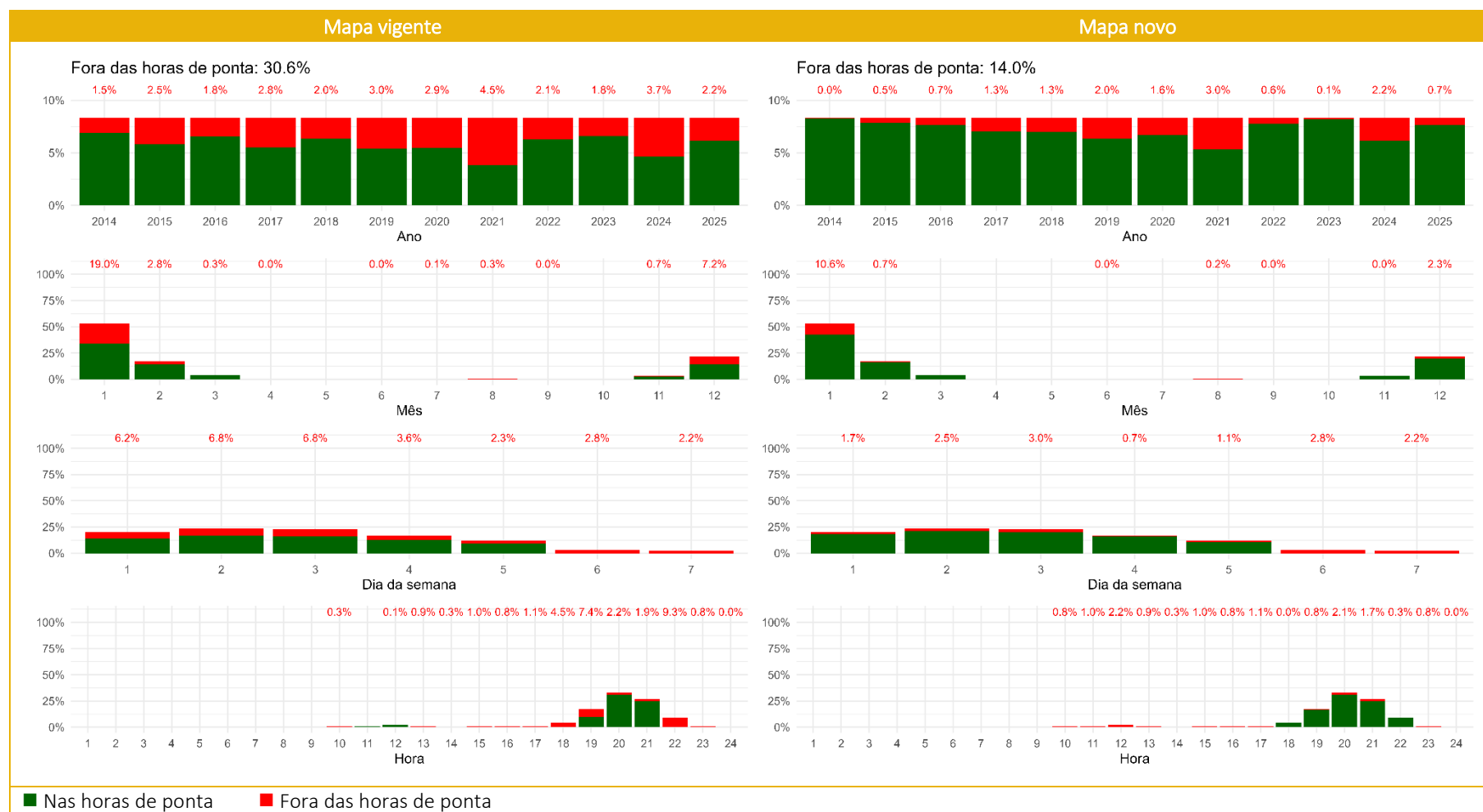


Figura 6-2 - Ciclo semanal e as 100 horas anuais de ponta real, para a métrica do custo incremental das redes



Nota: Aplica-se a nota da Figura 6-1.

6.2 SOBREPOSIÇÃO COM AS 5 HORAS DIÁRIAS DE MENOR PREÇO GROSSISTA

Na metodologia aplicada, os períodos horários são definidos para sinalizar os sinais de preço para uma utilização eficiente das redes. Isto implica que poderá não haver uma sincronização entre as horas de maiores custos incrementais nas redes e as horas de maiores preços nos preços grossistas do mercado ibérico. Todavia, conforme referido na secção 4.2.2, a análise revela que as horas de ponta avaliadas pelos custos incrementais das redes, como pelos preços em mercado grossista, revelam, em geral, alinhamento.

Mas conforme sinalizado pelo Conselho Tarifário, no seu Parecer à proposta de tarifas para o ano 2025, a coexistência de horas de ponta nos períodos horários com horas em que se registam os menores preços grossistas, especificamente devido à penetração de energia solar, deve merecer uma análise complementar. Neste contexto analisaram-se os períodos horários vigentes e novos no sentido de avaliar se as respetivas horas de ponta ⁹⁷ coincidem com as cinco horas diárias de menor preço grossista ⁹⁸.

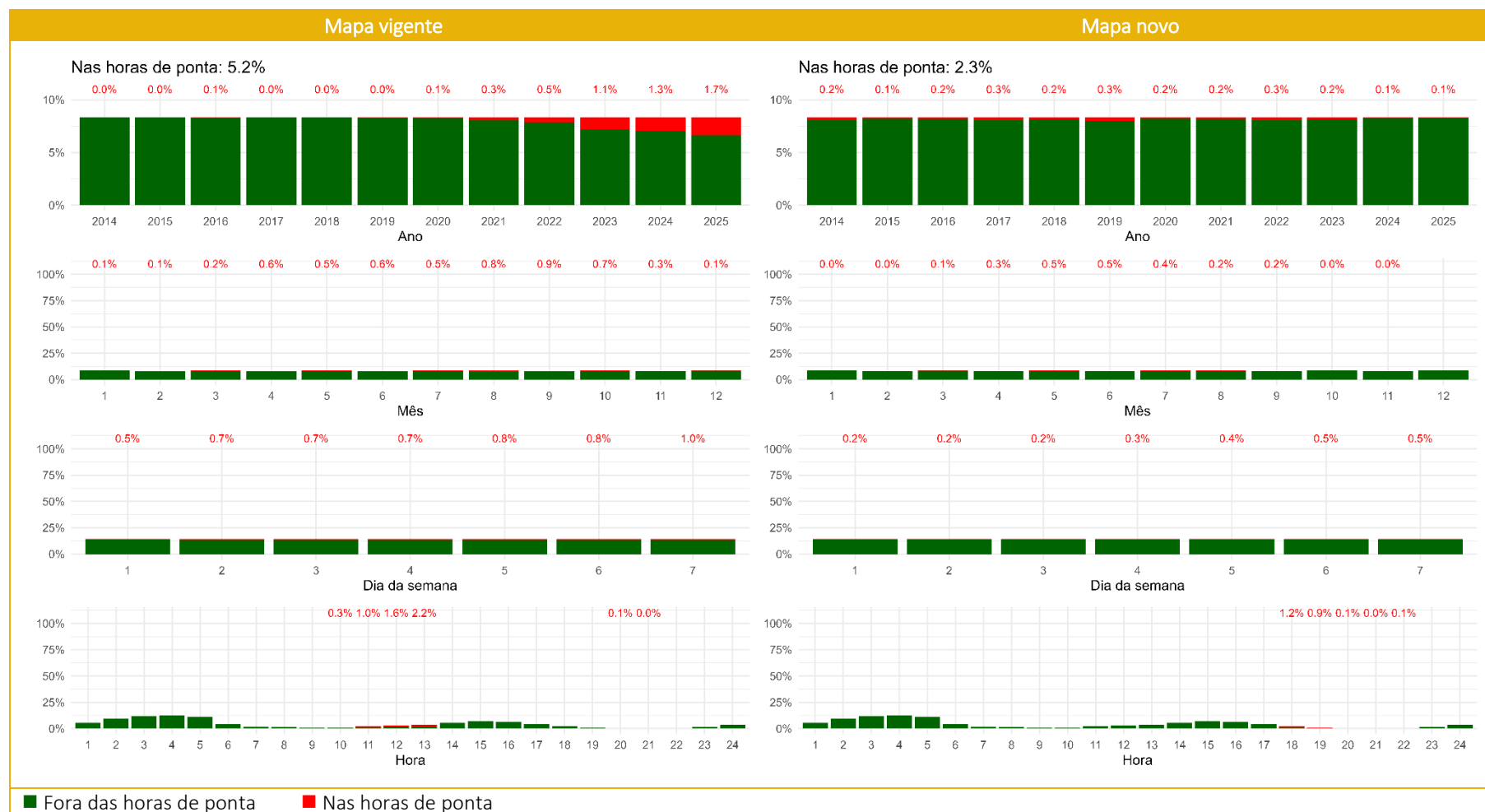
Considerando o ciclo diário, na Figura 6-3, observa-se que no período de 2014 a 2025, registaram-se 5,2% dessas horas de menor preço nas horas de ponta no mapa vigente. No mapa novo, essa percentagem diminui para 2,3%. Um facto que é de salientar é que, no mapa vigente, a maior parte dessa sobreposição aconteceu nos anos recentes (2023 a 2025), enquanto no mapa novo as sobreposições estão concentradas em anos mais antigos (anterior a 2024). Caso se limitasse a análise aos anos 2023 a 2025, a percentagem de horas de menor preço grossista nas horas de ponta seria de 16,6% para o mapa vigente e de 1,4% para o mapa novo.

No caso do ciclo semanal, na Figura 6-4, a sobreposição das horas de ponta com as horas de menor preço grossista é de 3,9% e 0,6% nos mapas vigente e novo, respetivamente. Também aqui se regista que no mapa vigente a sobreposição acontece principalmente nos anos recentes, enquanto que no mapa novo acontece em anos mais antigos. Caso se limitasse a análise aos anos 2023 a 2025, a percentagem de horas de menor preço nas horas de ponta seria de 13,4% para o mapa vigente e de 0,1% para o mapa novo.

⁹⁷ A análise considera como horas de ponta, nos ciclos de contagem diário e semanal, os intervalos referidos na nota de rodapé 90.

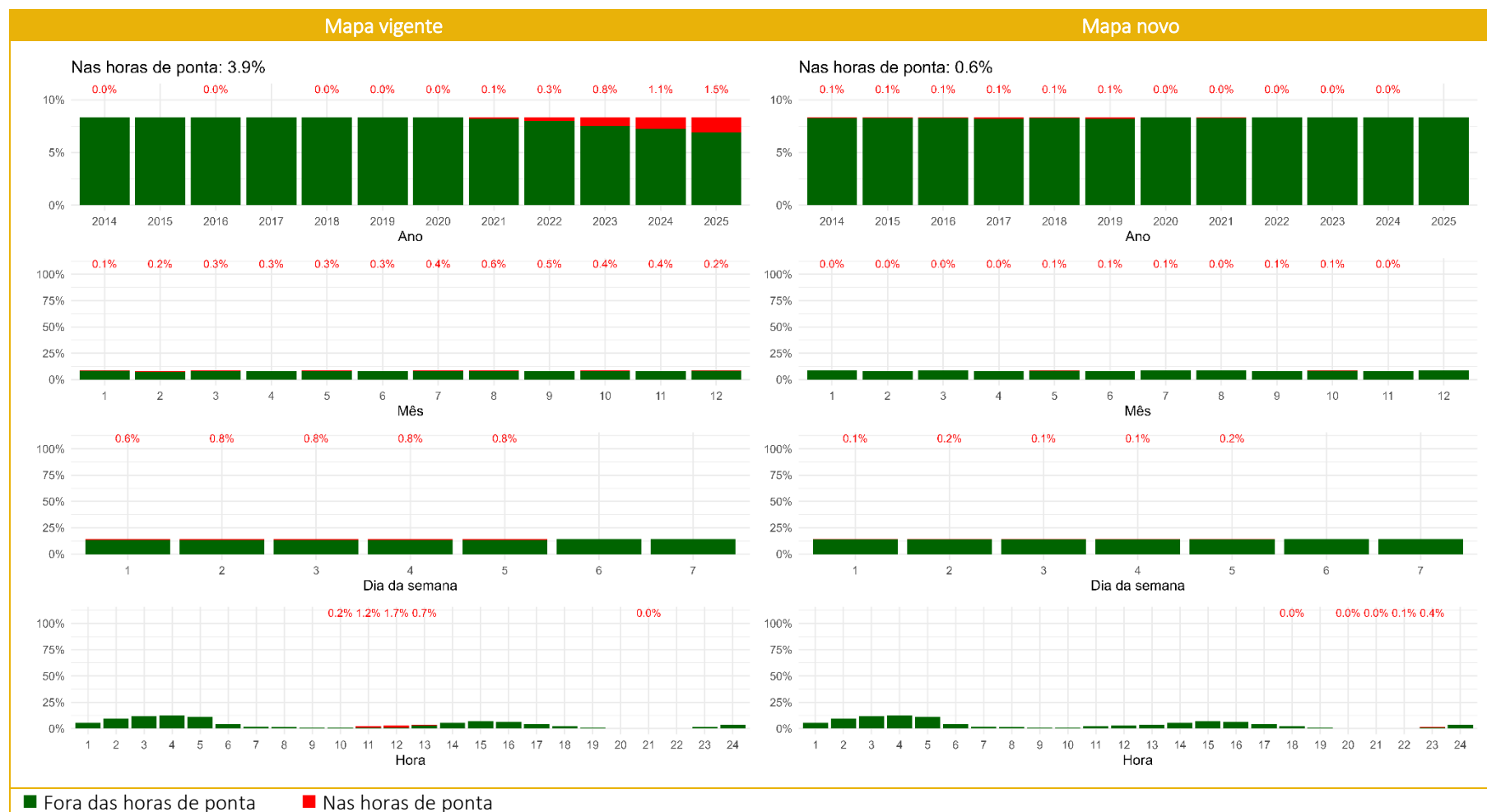
⁹⁸ A escolha do número de cinco horas diárias foi baseada na duração das horas de ponta nos dias úteis do ciclo semanal. De referir que a análise determina para cada dia, as cinco horas de menor preço grossista, independentemente de serem horas consecutivas ou isoladas.

Figura 6-3 - Ciclo diário e as 5 horas diárias de menor preço no mercado diário



Nota: Cada uma das oito figuras refere-se às 5 horas diárias de ponta num período de doze anos (i.e., um total de 1 825 horas por ano no caso de 365 dias), com o somatório das séries verde e vermelha a somar 100% em cada figura. Os valores a vermelho ('Nas horas de ponta') têm o valor destacado através de um rótulo. Nas figuras por ano, a altura de cada barra é igual a 8,(3)% (i.e., 100%/12). Nas figuras por dia da semana, os valores de 1 a 7 representam os dias da semana, em que 1 representa a segunda-feira e 7 o domingo. Nas figuras por hora, a hora 1 representa o intervalo 00:00 até 01:00.

Figura 6-4 - Ciclo semanal e as 5 horas diárias de menor preço no mercado diário



Para os clientes mais expostos aos preços do mercado grossista (por exemplo, com contratos a preços dinâmicos, em que o preço acordado com o comercializador varia em intervalos semelhantes aos do mercado grossista), os resultados apontam para que as horas de ponta que sinalizam os custos das redes não condicionam que os consumos se realizem nos períodos de menores preços de aprovisionamento.

6.3 DIAS DE MAIOR CONSUMO

Outra perspetiva para avaliar a adequação das horas de ponta é pela análise dos dias de maior consumo. Considerando os anos de 2014 a 2026 ⁹⁹, com dados de consumo do operador da rede de transporte ¹⁰⁰, apresentam-se na Figura 6-5 os diagramas de carga dos dias de maior consumo quarto-horário, em cada ano, representando assim os dias de pico anual de consumo. Adicionalmente, a figura apresenta também a localização das horas de ponta do ciclo semanal ¹⁰¹, distinguindo os mapas vigente e novo.

A primeira observação a destacar é o facto de o dia de maior consumo quarto-horário ter sido atingido nos meses de janeiro e fevereiro, nos vários anos analisados, e o facto de ter sido sempre um dia útil ¹⁰². A segunda observação a realçar é o alinhamento dos períodos de maior consumo nestes dias de maior consumo quarto-horário com as horas de ponta do ciclo semanal, tanto no mapa novo, como também no mapa vigente. Em terceiro lugar, regista-se que no ciclo semanal vigente, as horas de ponta da manhã não aparentam sinalizar uma zona relevante nos diagramas de carga ¹⁰³.

⁹⁹ Para 2026, considera os valores até 30 de junho de 2026.

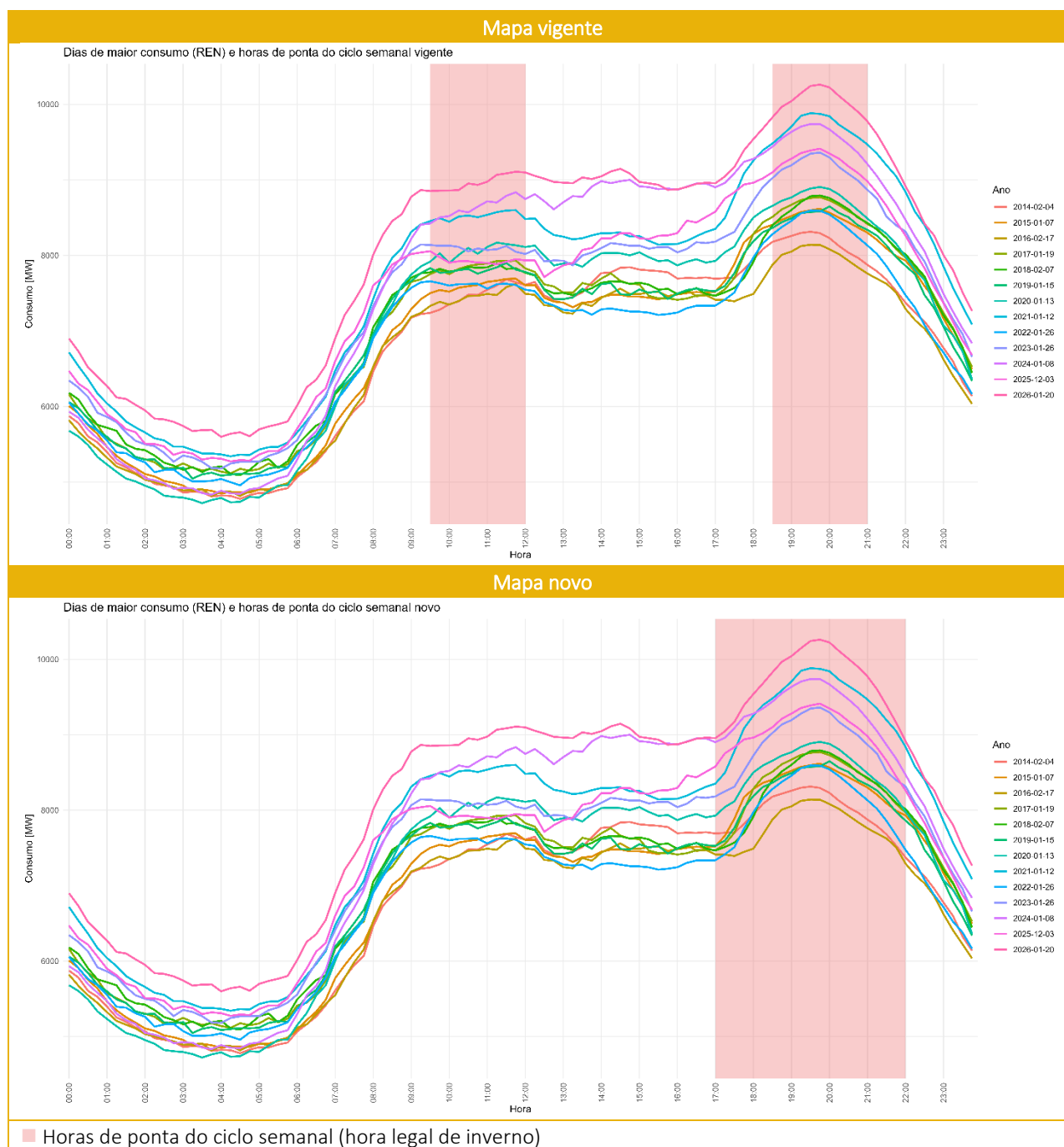
¹⁰⁰ Informação disponível no [Balanço diário](#), da plataforma Data Hub REN.

¹⁰¹ As duas figuras indicam as horas de ponta na hora legal de inverno, uma vez que os dias de maior consumo ocorrem exclusivamente em janeiro e fevereiro dos vários anos analisados.

¹⁰² Os dias de maior consumo corresponderam a uma segunda-feira (13-01-2020 e 08-01-2024), terça-feira (04-02-2014, 15-01-2019 e 12-01-2021), quarta-feira (07-01-2015, 17-02-2016, 07-02-2018 e 26-01-2022) ou quinta-feira (19-01-2017 e 26-01-2023).

¹⁰³ Uma eventual limitação nesta observação é a falta do contra factual, isto é, por não se determinar o que teria sido o diagrama de carga caso não existissem as horas de ponta. Nesse caso, alguns utilizadores, nomeadamente os mais sensíveis ao efeito preço, poderiam ter aumentado o consumo nas horas classificadas como horas de ponta, podendo assim levar a um pico pronunciado durante a manhã.

Figura 6-5 - Dias de maior consumo e horas de ponta do ciclo semanal vigente e novo, anos 2014-2026



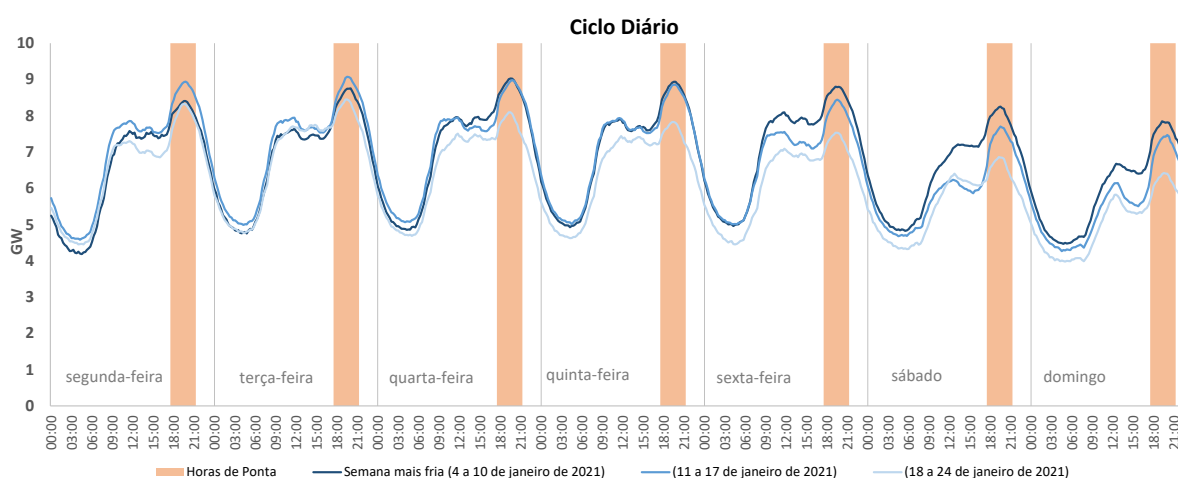
Como nota final, é de referir que no mapa novo as cinco horas de ponta aparentam estar centradas em torno da hora de maior consumo, que ocorre, em termos aproximados, entre as 19:00 e as 20:00. É de levar em conta que, para além dos dias de maior consumo, por ano, serem uma amostra muito reduzida do conjunto de dados analisados, e conforme já sublinhado, a metodologia aplicada pela ERSE na localização dos períodos horários avalia dimensões que vão para além do diagrama de carga de consumo.

Por um lado, a metodologia leva em conta os trânsitos de energia, incorporando assim a injeção nas redes, que justifica diferenças entre o somatório dos consumos e o fluxo de energia em determinado nível de tensão. Por outro lado, a metodologia define os períodos de maior utilização da rede com base numa métrica monetizada, tendo assim em conta que as redes elétricas dos vários níveis de tensão têm custos unitários distintos. O alinhamento entre os resultados das métricas dos custos incrementais e do consumo não é uma condição necessária, não obstante reforçar a adequabilidade da solução.

6.4 CONSUMO DURANTE FENÓMENOS EXTREMOS

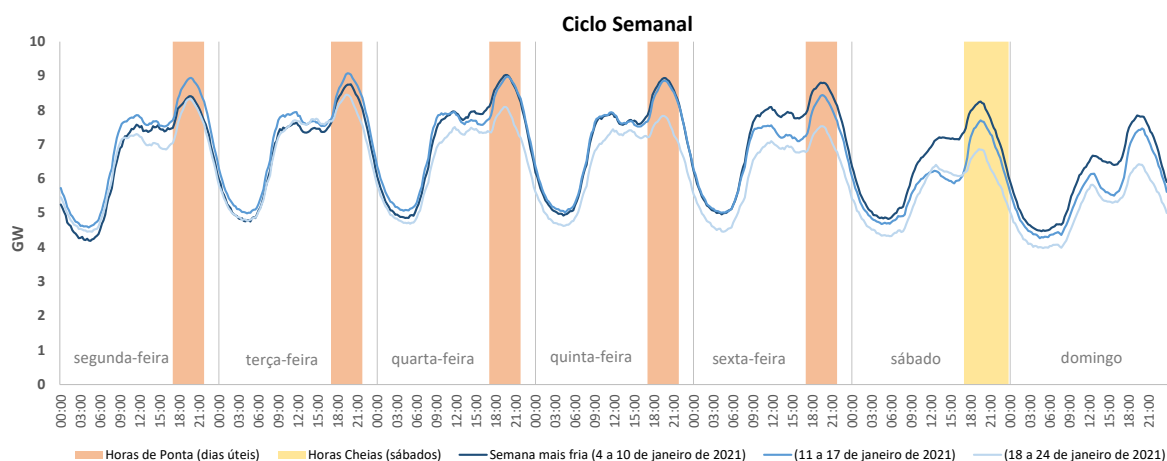
Adicionalmente, para avaliar a adequação das horas de ponta, foi realizada uma análise complementar com base nos dados de consumo agregado em Portugal continental, considerando semanas representativas de condições meteorológicas extremas. Para o efeito, foram selecionadas as semanas de 4 a 10 de janeiro de 2021 e de 11 a 17 de agosto de 2025, correspondendo, respetivamente, a uma das semanas mais frias e a uma das semanas mais quentes dos últimos anos, ambas referentes a períodos completos de segunda-feira a domingo. Para efeitos de comparação, foram também incluídas as duas semanas imediatamente subsequentes, em ambos os casos. A observação dos dados nessas semanas (Figura 6-6 a Figura 6-9) permite verificar que, em ambos os casos, os períodos de maior consumo continuam a ser captados pelas horas de ponta (e horas cheias nos sábados, no ciclo semanal) definidas nos mapas do ciclo diário e semanal novos. Isto é, não há evidência de que nas semanas de condições meteorológicas extremas o perfil do consumo agregado justifique outra colocação das horas de ponta.

Figura 6-6 - Perfil de consumo em semana crítica de inverno – horas de ponta do ciclo diário



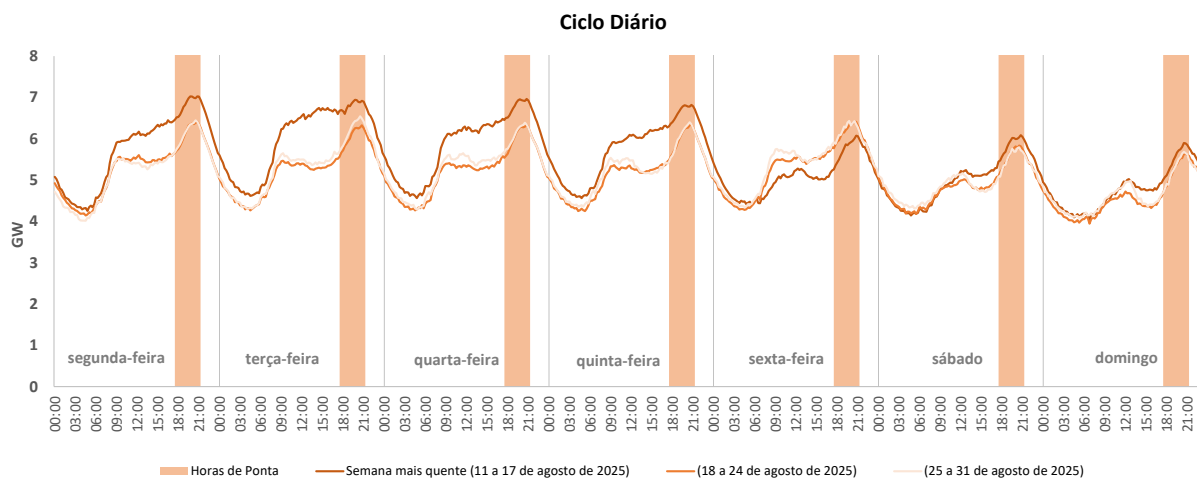
Nota: As horas de ponta assinalam o intervalo 17:30-21:30.

Figura 6-7 - Perfil de consumo em semana crítica de inverno - horas de ponta (e cheias no sábado) do ciclo semanal



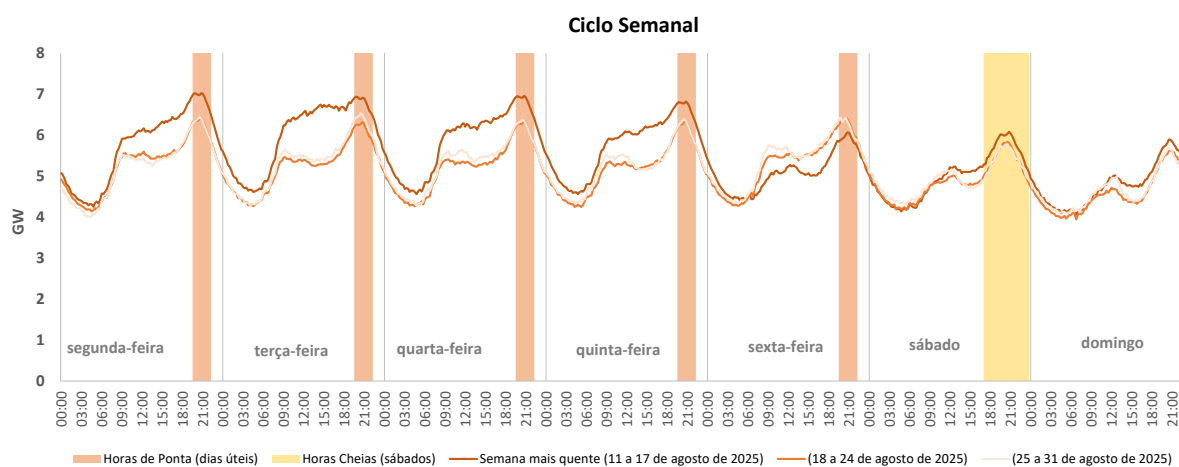
Nota: As horas de ponta, nos dias úteis, assinalam o intervalo 17:00-22:00, na hora legal de inverno. As horas cheias, no sábado, assinalam o intervalo 17:00-24:00.

Figura 6-8 - Perfil de consumo em semana crítica de verão - horas de ponta do ciclo diário



Nota: As horas de ponta assinalam o intervalo 17:30-21:30.

Figura 6-9 - Perfil de consumo em semana crítica de verão - horas de ponta (e cheias no sábado) do ciclo semanal



Nota: As horas de ponta, nos dias úteis, assinalam o intervalo 19:30-22:30, na hora legal de verão. As horas cheias, no sábado, assinalam o intervalo 17:00-24:00.

7 ANÁLISE DE IMPACTE DOS NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS NA FATURA DOS CLIENTES

O presente capítulo visa avaliar o impacto da aplicação dos novos períodos horários na fatura de fornecimento de energia elétrica para diferentes tipologias de clientes.

Para o efeito, foram considerados diagramas de carga representativos de cada tipologia, com base em perfis médios de consumo relativos ao ano de 2024 ¹⁰⁴, aos quais se aplicaram as tarifas em vigor para 2026.

A tabela seguinte sistematiza as tipologias de clientes objeto de análise, bem como os diferentes cenários de análise e respetivos pressupostos metodológicos considerados em cada caso.

Quadro 7-1 – Caracterização das análises de impacto realizadas

Secção	Tipologia de instalação	Cenários de Comportamento ¹⁰⁵	Ciclo de Contagem	Observações
7.1.1	Residencial (sem autoconsumo)	Passivo e Ativo	Ciclo diário e Ciclo semanal	São analisados impactes nas opções bi-horária e tri-horária
7.1.2	Residencial (com autoconsumo)	Passivo, Ativo e Super Ativo	Ciclo diário e Ciclo semanal	
7.2	Iluminação pública	Passivo e Ativo	Ciclo diário e Ciclo semanal	
7.3	Comércio e Serviços	Passivo	Ciclo diário e Ciclo semanal	É utilizado o perfil de consumo quarto-horário médio dos consumidores em BTE
7.4.1	Industrial (Continente)	Passivo	Ciclo semanal	É utilizado o perfil de consumo quarto-horário médio do Continente, nos níveis de tensão MT, AT e MAT
7.4.2	Industrial (Norte, Centro e Sul)	Passivo	Ciclo semanal e Ciclo semanal por épocas	É utilizado o perfil de consumo quarto-horário médio, de cada uma das áreas de rede (A, B e C), nos níveis de tensão MT, AT e MAT
7.5	Produtores com remuneração garantida	Passivo	Ciclo semanal	São analisados dois regimes remuneratórios (Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio e Portaria n.º 173/2016, de 21 de junho)

¹⁰⁴ A ocorrência do Apagão Ibérico, em 28 de abril de 2025, foi um dos motivos para manter a análise ancorada nos dados do ano de 2024, tal como no processo de abertura da consulta pública. O outro motivo foi o objetivo de privilegiar os perfis selecionados no lançamento da consulta pública. No caso do consumidor residencial, são utilizados dados de início de abril de 2024 até final de março de 2025, perfazendo, de igual modo, um ano completo.

¹⁰⁵ A classificação do “cenário de comportamento” reflete diferentes graus de capacidade de modulação do perfil de consumo face aos sinais tarifários, sendo os vários cenários explicados na respetiva secção.

7.1 IMPACTE POTENCIAL PARA UM CLIENTE RESIDENCIAL

A grande maioria dos consumidores residenciais em Portugal continental encontra-se na opção tarifária simples (opção onde estão 92% dos clientes de BTN), pelo que a alteração dos períodos horários afetará apenas os restantes clientes (6% na opção bi-horária e 2% na opção tri-horária).

Esta secção simula os impactes na fatura de energia elétrica devidos à atualização dos períodos horários para um cliente residencial sem autoconsumo (secção 7.1.1). No caso do mesmo perfil de consumidor, mas que tenha aderido ao autoconsumo, é apresentada uma simulação adicional (secção 7.1.2).

Realce-se que a análise considera a seguinte tipologia de clientes residenciais:

- Consumidor tipo 1, associado a um agregado familiar composto por um casal sem filhos, com consumo anual de 1 900 kWh e uma potência contratada de 3,45 kVA; e
- Consumidor tipo 2, associado a um agregado familiar constituído por um casal com dois filhos, com um consumo anual de 5 000 kWh e uma potência contratada de 6,9 kVA ¹⁰⁶.

A escolha desta tipologia de clientes teve em conta a tipologia já utilizada no [Simulador de Preços de Energia da ERSE](#), sendo os consumidores tipo apresentados representativos do Sistema Elétrico Nacional

¹⁰⁷.

7.1.1 CLIENTE RESIDENCIAL, SEM AUTOCONSUMO

A análise de impactes da proposta de períodos horários no segmento residencial é realizada, em termos anuais, tendo por referência os dois tipos de consumidor mencionados, conjugados com um perfil de consumo quarto-horário, por opção tarifária, disponibilizado pela E-REDES, nos termos previstos no n.º 12 do artigo 208.º do Regulamento Tarifário (RT).

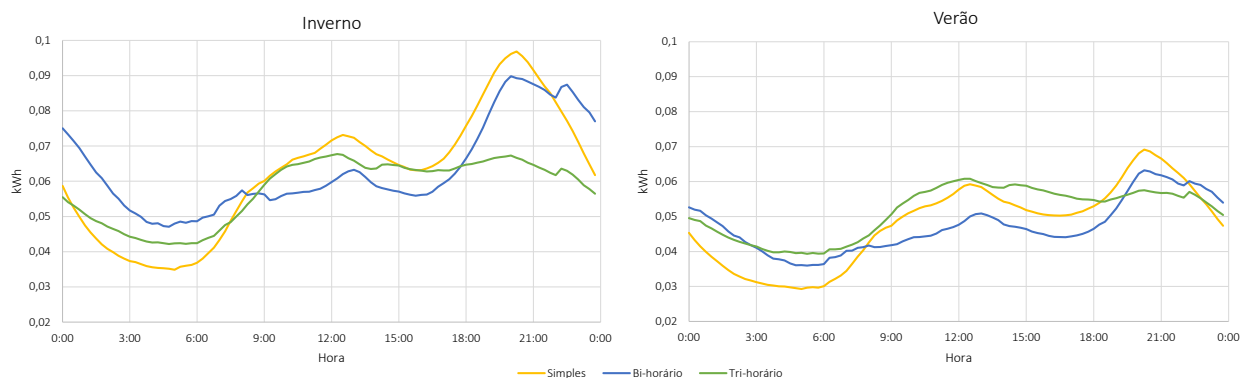
Neste contexto, apresenta-se, nas figuras que se seguem, o perfil médio diário de consumo de eletricidade, em formato quarto-horário, nos dias de hora legal de inverno e nos meses de hora legal de verão, por tipo

¹⁰⁶ As designações de Consumidor tipo 1 e Consumidor tipo 2 são as mesmas utilizadas nos «[Boletins das Ofertas Comerciais de Eletricidade](#)», publicados trimestralmente pela ERSE.

¹⁰⁷ No [Relatório de Perfis de Consumo para o ano de 2025](#), da E-REDES, é referido que o consumo médio anual do perfil BTN classe C (com consumo anual $\leq 7\,140$ kWh e uma potência contratada $\leq 13,8$ kVA) foi de 1 817 kWh, em 2023. Por outro lado, a maioria dos clientes residenciais nas opções bi-horária e tri-horária encontram-se no escalão de potência de 6,9 kVA (consultar Capítulo 7.2.2 do documento “[Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2025](#)”, publicado pela ERSE).

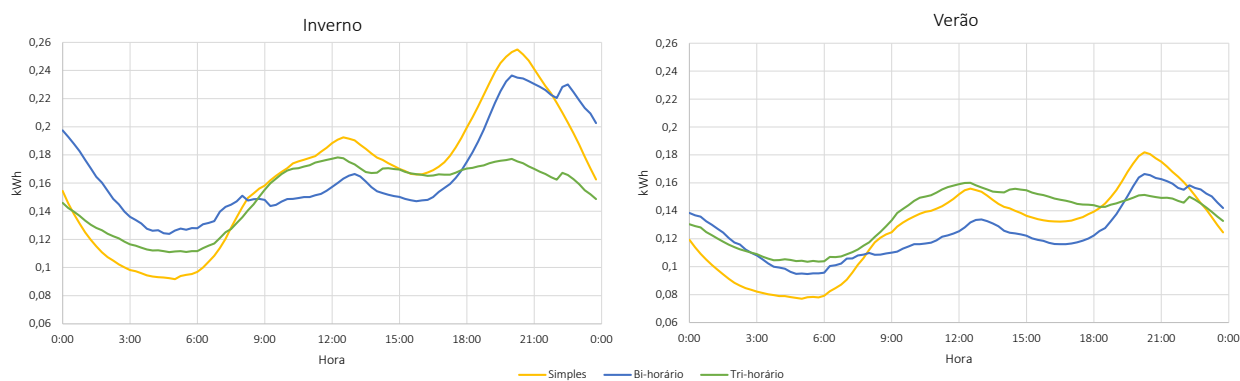
de consumidor residencial, para cada uma das três opções tarifárias: (i) simples, com um único período horário; (ii) bi-horária, com dois períodos horários – fora de vazio e vazio –; e (iii) tri-horária, com três períodos horários – ponta, cheias e vazio.

Figura 7-1 - Perfil médio diário de consumo de eletricidade (kWh) de um agregado familiar composto por um casal sem filhos (Consumidor tipo 1), por opção tarifária, no inverno e no verão



Nota: Perfis de consumo quarto-horário, disponibilizados pela E-REDES.

Figura 7-2 - Perfil médio diário de consumo de eletricidade (kWh) de um agregado familiar composto por um casal com dois filhos (Consumidor tipo 2), por opção tarifária, no inverno e no verão



Nota: Perfis de consumo quarto-horário, disponibilizados pela E-REDES.

De modo a analisar os impactes tarifários decorrentes da atualização dos períodos horários, comparam-se as tarifas reguladas - tarifa de Acesso às Redes (TAR) e tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) ¹⁰⁸ -, que os consumidores residenciais pagariam nos mapas horários vigentes e nos mapas horários novos.

Importa esclarecer que a TAR é paga por todos os consumidores, independentemente de estarem no mercado regulado ou no mercado liberalizado, e reflete o custo das infraestruturas e dos serviços utilizados por todos os consumidores de forma partilhada. Por outro lado, a TVCF inclui a TAR, bem como as parcelas de energia e comercialização, correspondendo ao preço final pago pelos consumidores no mercado regulado ¹⁰⁹.

A introdução dos novos mapas horários pode ser analisada com base na perspetiva *ceteris paribus*, considerando que os consumidores não reagem à alteração dos períodos horários, pelo que mantêm a distribuição dos seus consumos, previamente adaptada aos mapas vigentes. Por conseguinte, designa-se como **Cliente Passivo** todo o cliente que não se ajusta aos novos períodos horários.

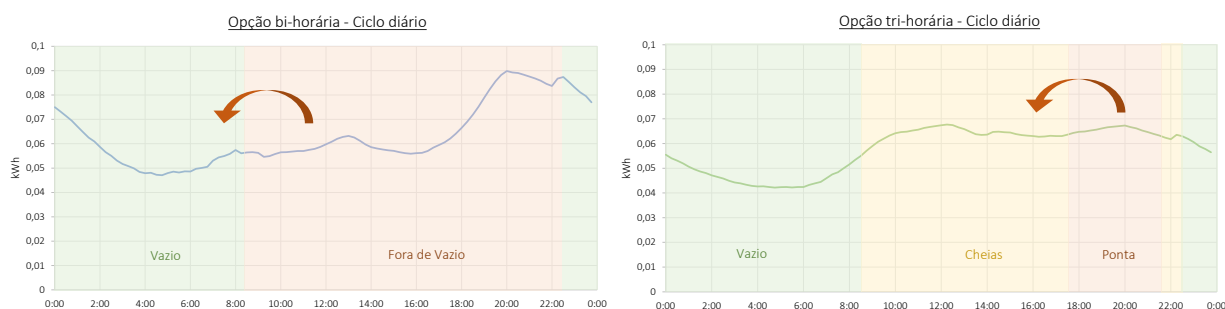
Adicionalmente, é introduzido um pressuposto de deslocamento da procura (termo inglês *load-shifting*) em resposta à nova localização dos períodos horários. Assumindo maior flexibilidade por parte dos consumidores, a análise subjacente a este pressuposto, designado como **Cliente Ativo**, considera um deslocamento do consumo do período de maior preço – horas de ponta, na opção tri-horária, e horas fora de vazio, na opção bi-horária – para os períodos adjacentes, conforme exemplificado de seguida.

¹⁰⁸ Os preços das TAR e das TVCF correspondem aos preços em vigor desde 1 de janeiro de 2026.

¹⁰⁹ No mercado liberalizado, a parcela de energia e comercialização é acordada entre o cliente e o seu comercializador. Para ofertas dos comercializadores com diferenciação horária de preços nessa parcela, ao impacto na TAR teria que ser somado o impacto nessa parcela.

Em todo o caso, a análise realizada é *ceteris paribus* quanto aos preços das tarifas reguladas, ou seja, não considera alterações futuras aos preços por período horário que decorram da nova localização dos períodos.

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.

Admite-se como razoável que o **Cliente Ativo** consiga transferir 3% a 6% do seu consumo das horas de ponta (ou fora de vazio) para os períodos de horas cheias (ou de vazio), através da mudança de hábitos de consumo ou da programação de alguns equipamentos elétricos (como máquinas de lavar e secar roupa, máquinas de lavar loiça, termoacumuladores, veículos elétricos, entre outros) ¹¹⁰.

Tal corresponde a uma carga flexível de 57 kWh/ano a 114 kWh/ano para o Consumidor tipo 1 e 150 kWh/ano a 300 kWh/ano no caso do Consumidor tipo 2.

De seguida, apresentam-se, para ambos os consumidores tipo, os valores anuais da TAR e da TVCF, por opção tarifária e ciclo de contagem, dos novos mapas horários, tendo por base os pressupostos mencionados – Cliente Passivo e Cliente Ativo com deslocamentos de 3% e 6% do consumo de períodos de maior preço para períodos adjacentes - por comparação com os mapas vigentes. Apresenta-se a diferença, em euros, assim como a variação percentual, tendo por base o mapa de períodos horários vigente.

¹¹⁰ A título de exemplo, um Consumidor tipo 1 que altere dois ciclos de lavagem por semana de uma máquina de lavar roupa ou loiça para um período com um preço mais baixo poderá transferir cerca de 3% do seu consumo total. Já um Consumidor tipo 2 necessitaria de alterar quatro ciclos de lavagem por semana para alcançar o mesmo efeito.

Quadro 7-2 - Impacte tarifário anual da atualização de períodos horários para um agregado familiar

Opção bi-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	170,62 EUR	380,16 EUR	166,85 EUR	375,15 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	171,80 EUR	381,73 EUR	167,80 EUR	376,41 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+1,18 EUR; +0,69%)	(+1,57 EUR; +0,41%)	(+0,95 EUR; +0,57%)	(+1,26 EUR; +0,34%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (3%)	167,94 EUR	376,60 EUR	163,94 EUR	371,28 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-2,68 EUR; -1,57%)	(-3,56 EUR; -0,94%)	(-2,91 EUR; -1,74%)	(-3,87 EUR; -1,03%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	164,08 EUR	371,46 EUR	160,08 EUR	366,14 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-6,53 EUR; -3,83%)	(-8,70 EUR; -2,29%)	(-6,77 EUR; -4,06%)	(-9,01 EUR; -2,40%)

Opção tri-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	197,13 EUR	379,19 EUR	175,98 EUR	367,91 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	195,61 EUR	378,94 EUR	173,64 EUR	367,14 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-1,52 EUR; -0,77%)	(-0,25 EUR; -0,07%)	(-2,34 EUR; -1,33%)	(-0,77 EUR; -0,21%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (3%)	183,99 EUR	374,35 EUR	162,01 EUR	362,55 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-13,15 EUR; -6,67%)	(-4,84 EUR; -1,28%)	(-13,97 EUR; -7,94%)	(-5,36 EUR; -1,46%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	172,36 EUR	369,76 EUR	150,38 EUR	357,96 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-24,77 EUR; -12,57%)	(-9,43 EUR; -2,49%)	(-25,59 EUR; -14,54%)	(-9,95 EUR; -2,70%)

Notas: (i) Em cada opção tarifária considera-se o perfil de consumo representativo dos clientes abrangidos - bi-horário e tri-horário -, a partir dos perfis disponibilizados pela E-REDES. (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 7-3 - 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	409,38 EUR	949,84 EUR	399,47 EUR	936,65 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	412,50 EUR	953,99 EUR	401,97 EUR	939,98 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+3,11 EUR; +0,76%)	(+4,14 EUR; +0,44%)	(+2,50 EUR; +0,63%)	(+3,32 EUR; +0,35%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (3%)	402,34 EUR	940,47 EUR	391,82 EUR	926,46 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-7,04 EUR; -1,72%)	(-9,37 EUR; -0,99%)	(-7,66 EUR; -1,92%)	(-10,19 EUR; -1,09%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	392,19 EUR	926,96 EUR	381,66 EUR	912,95 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-17,20 EUR; -4,20%)	(-22,89 EUR; -2,41%)	(-17,81 EUR; -4,46%)	(-23,71 EUR; -2,53%)

Opção tri-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	479,16 EUR	947,29 EUR	423,49 EUR	917,61 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	475,17 EUR	946,63 EUR	417,34 EUR	915,58 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-4,00 EUR; -0,83%)	(-0,66 EUR; -0,07%)	(-6,15 EUR; -1,45%)	(-2,03 EUR; -0,22%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (3%)	444,57 EUR	934,56 EUR	386,74 EUR	903,50 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-34,60 EUR; -7,22%)	(-12,73 EUR; -1,34%)	(-36,75 EUR; -8,68%)	(-14,11 EUR; -1,54%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	413,97 EUR	922,48 EUR	356,14 EUR	891,43 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-65,20 EUR; -13,61%)	(-24,81 EUR; -2,62%)	(-67,35 EUR; -15,90%)	(-26,18 EUR; -2,85%)

Notas: (i) Em cada opção tarifária consideram-se o perfil de consumo representativo dos clientes abrangidos - bi-horário e tri-horário -, a partir dos perfis disponibilizados pela E-REDES. (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 (415,85 EUR e 952,95 EUR, respetivamente).

Em ambos os tipos de consumidor, o **Cliente Passivo** com perfil da opção bi-horária verifica um ligeiro acréscimo da sua fatura anual, calculada através da TVCF, devido à mudança dos períodos horários, enquanto a fatura do Cliente Passivo com perfil da opção tri-horária diminui ligeiramente.

Por outro lado, no caso do **Cliente Ativo**, o benefício é evidente e aumenta com o grau de flexibilidade do consumo, traduzindo-se em poupanças entre 2,29% e 2,85% do preço total da TVCF, quando se considera um deslocamento de 6% do consumo total e os dois tipos de consumidor.

7.1.2 CLIENTE RESIDENCIAL, COM AUTOCONSUMO

Em complemento ao consumo de eletricidade através da rede elétrica pública, contratualizando o fornecimento com um comercializador, os consumidores podem também optar pela instalação domiciliária de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), nomeadamente painéis fotovoltaicos, que permitem gerar energia elétrica para consumo próprio, reduzindo assim a sua dependência face à rede.

Com base no «[Relatório do Autoconsumo de Energia Elétrica de 2024](#)», publicado em setembro de 2025 pela ERSE, o valor da potência média instalada em UPAC, em 2024, foi de 1 567 MW. Ora, atendendo a que a utilização média da potência instalada ascendeu a 1 285 horas, obtém-se o total da produção para autoconsumo, que correspondeu a 2 013 GWh, em 2024. Segundo este relatório, a energia excedente injetada na rede, transacionada e não transacionada, correspondeu ao total de 536 GWh em 2024, o que equivale a 27% da produção para autoconsumo. Este valor será utilizado para avaliar os pressupostos nos quais se baseia o perfil de autoconsumo adotado na presente análise.

De modo a calcular os impactes tarifários da atualização dos períodos horários, para um cliente residencial, com produção para autoconsumo, são necessários dados relativos ao consumo total de eletricidade, assim como dados referentes ao consumo de eletricidade com origem na produção para autoconsumo. Como tal, a presente análise, conjuga, uma vez mais, o perfil anual de consumo quarto-horário, por opção tarifária, disponibilizado pela E-REDES. Por outro lado, o perfil anual da produção para autoconsumo quarto-horário, igualmente necessário nesta análise, é obtido através da calibração com um fator multiplicativo do perfil de injeção da microprodução solar fotovoltaica, em formato de 15 minutos, divulgado pela E-REDES ¹¹¹.

¹¹¹ Para mais informações, consultar <https://www.e-redes.pt/pt-pt/clientes-e-parceiros/comercializadores/perfis-de-consumo>. Este perfil assume um perfil diário sinusoidal, pelo que se considera representativo da produção solar.

Os dados de produção solar fotovoltaica são ajustados sazonalmente e normalizados pela E-REDES para que o total anual corresponda a 1 000 kWh, um valor que tem de ser, necessariamente, redimensionado de acordo com os pressupostos assumidos na presente análise.

Ora, considerando, para o Consumidor tipo 1, a instalação domiciliária de dois painéis fotovoltaicos, ambos com 400 W_p¹¹² de potência máxima, comum em sistemas residenciais, e multiplicando a potência total gerada por ambos os painéis pelo número de horas de utilização da produção instalada (1 285 horas), obtém-se uma produção fotovoltaica anual de 1 028 kWh. Deste modo, o perfil de microprodução da E-REDES é ajustado para a produção fotovoltaica calculada, multiplicando-se os valores, em formato de 15 minutos, pelo fator multiplicativo de 1,028, o que permite definir o perfil de autoconsumo quarto-horário.

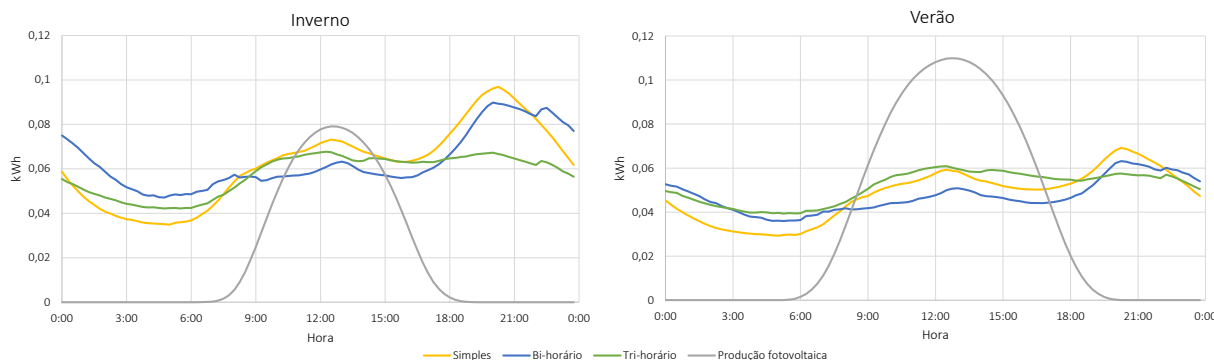
No caso do Consumidor tipo 2, considera-se a instalação domiciliária de cinco painéis fotovoltaicos, todos com 400 W_p, o que, multiplicado pelo mesmo número de horas de utilização da produção instalada (1 285 horas), resulta numa produção fotovoltaica anual de 2 570 kWh. Como tal, redimensiona-se o perfil normalizado de microprodução da E-REDES através de um fator multiplicativo de 2,570, obtendo assim o perfil de autoconsumo quarto-horário de um agregado familiar composto por um casal e dois filhos.

De forma a avaliar a escolha destes pressupostos, procede-se ao cálculo da energia excedente, correspondente à energia elétrica que, apesar de produzida no domicílio, não é efetivamente aproveitada para autoconsumo. Subtraindo a produção fotovoltaica ao total de consumo de eletricidade, para cada opção tarifária (simples, bi-horária e tri-horária), são obtidos os excedentes de energia produzida, cujo peso no total da produção do sistema fotovoltaico apresentado se aproxima, para ambos os consumidores tipo, do valor de excedente de 27%, calculado anteriormente através dos dados de produção reportados pela E-REDES e de utilização, em horas, divulgados pela DGEG. Como tal, os pressupostos acima identificados são considerados adequados, pelo que a análise que se segue terá por base os perfis de autoconsumo obtidos neste contexto.

As figuras seguintes comparam o perfil médio diário de consumo de eletricidade dos consumidores tipo, em formato quarto-horário, por opção tarifária, com a produção fotovoltaica média resultante da aplicação dos pressupostos descritos, nos dias pertencentes à hora legal de inverno e de verão.

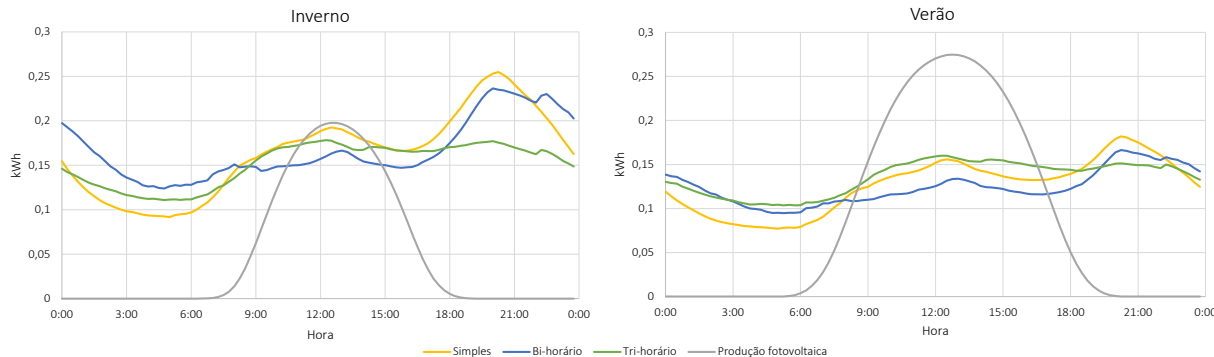
¹¹² Watt-pico (Wp) é a potência máxima que um painel fotovoltaico pode gerar sob as condições de teste padronizadas, assumindo irradiação solar de 1 000 W/m², temperatura de célula de 25° C e massa de ar 1,5.

Figura 7-4 - Perfil médio diário de consumo de eletricidade (kWh), de um agregado familiar composto por um casal sem filhos (Consumidor tipo 1), por opção tarifária, e respetiva produção fotovoltaica, no inverno e no verão



Notas: Os perfis de consumo quarto-horário e perfis de microprodução quarto-horária são disponibilizados pela E-REDES.

Figura 7-5 - Perfil médio diário de consumo de eletricidade (kWh), de um agregado familiar composto por um casal com dois filhos (Consumidor tipo 2), por opção tarifária, e respetiva produção fotovoltaica, no inverno e no verão



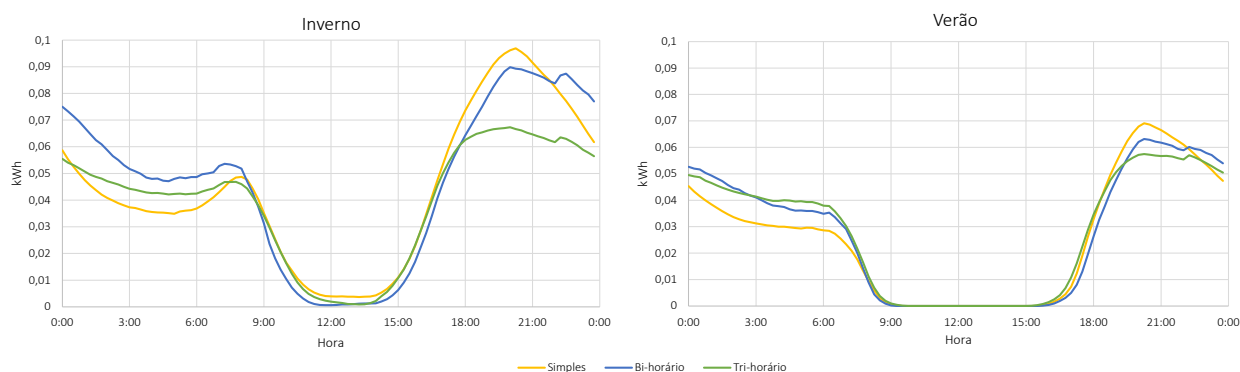
Notas: Os perfis de consumo quarto-horário e perfis de microprodução quarto-horária são disponibilizados pela E-REDES.

Como se observa acima, ambas as curvas de produção solar fotovoltaica apresentam uma forma de sino e são simétricas ao longo do dia, em resultado do arco descrito pelo Sol, que origina uma irradiação crescente desde o nascer do Sol até ao meio-dia solar, altura do dia na qual as curvas atingem o seu ponto mais alto, descendo a partir daí até ao pôr do Sol. Por outro lado, importa relembrar que o perfil de microprodução solar fotovoltaica oriundo da E-REDES foi normalizado para atingir um total anual de 1 000 kWh. No verão, as curvas de produção solar fotovoltaicas denotam, em resultado de dias mais longos e de um ângulo mais

elevado atingido pelo Sol, uma radiação solar superior e, consequentemente, uma produção fotovoltaica mais elevada.

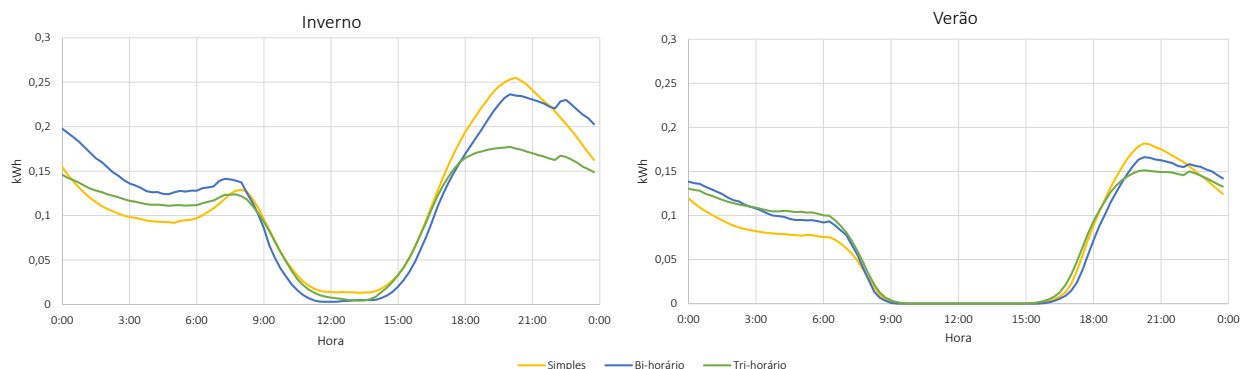
As figuras seguintes apresentam o resultado da dedução da produção fotovoltaica para autoconsumo ao total de energia consumida por ambos os consumidores tipo, em média, no inverno e no verão, representando assim o consumo de eletricidade proveniente exclusivamente da rede elétrica pública. Como se poderá observar, o autoconsumo permite efetivamente reduzir a dependência da rede elétrica, sobretudo durante o dia, nas horas de exposição solar, mais frequentemente nos meses de verão. Apesar de a produção fotovoltaica também ser, em média, mas não em todos os dias, superior ao consumo de eletricidade em algumas horas do dia na hora legal de inverno, a média do consumo líquido diário exibe valores positivos.

Figura 7-6 - Perfil médio diário de consumo de eletricidade (kWh) deduzido de autoconsumo, de um agregado familiar composto por um casal sem filhos (Consumidor tipo 1), no inverno e no verão



Notas: Os perfis de consumo de eletricidade, apresentados por opção tarifária, correspondem ao consumo quarto-horário deduzido do perfil de produção quarto-horária, ambos apresentados na Figura 7-4.

Figura 7-7 - Perfil médio diário de consumo de eletricidade (kWh) deduzido de autoconsumo, de um agregado familiar composto por um casal com dois filhos (Consumidor tipo 2), no inverno e no verão



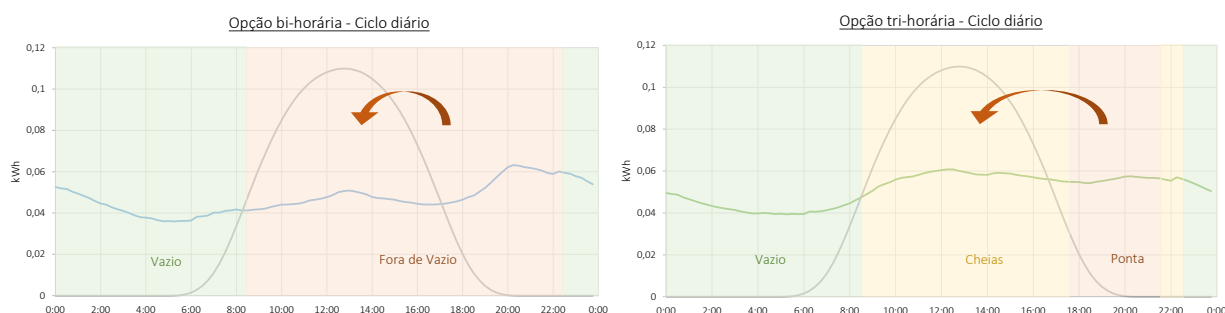
Notas: Os perfis de consumo de eletricidade, apresentados por opção tarifária, correspondem ao consumo quarto-horário deduzido do perfil de produção quarto-horária, ambos apresentados na Figura 7-5.

Tal como na análise do subcapítulo anterior, assume-se que cada um dos consumidores tipo 1 e tipo 2 pode adotar três comportamentos diferentes em resposta à atualização dos períodos horários:

- **Cliente Passivo:** todo o cliente que não adapta o seu consumo aos novos períodos horários.
- **Cliente Ativo:** considera um deslocamento de 6% do consumo total, do período horário de maior preço (horas de ponta ou horas fora de vazão, respetivamente nas opções tri-horária e bi-horária) para os períodos adjacentes.
- **Cliente Super Ativo:** considera um deslocamento de 6% do seu consumo anual, do período horário de maior preço para o período com excesso de produção solar ¹¹³, de forma a maximizar o seu autoconsumo, reduzindo efetivamente o consumo a partir da rede pública (termo inglês *load-shedding*), conforme exemplificado de seguida. Em alternativa, o cliente poderá utilizar estratégias de armazenamento para utilizar a eletricidade produzida noutra hora.

¹¹³ O excesso de produção solar apresenta variações sazonais decorrentes de fatores como a localização geográfica, as condições climáticas, a tecnologia utilizada, etc. Assim, em determinados dias, o excedente poderá não ser suficiente para permitir a deslocação de 6% do consumo para os períodos de maior produção. Contudo, considerando a média anual, essa meta revela-se tecnicamente exequível.

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.

De seguida, para estes clientes, apresenta-se o impacto tarifário anual (TAR e TVCF) decorrente da alteração dos períodos horários, considerando as diferentes opções tarifárias e ciclos de contagem.

Quadro 7-4 - 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	117,35 EUR	251,32 EUR	121,99 EUR	257,49 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	119,87 EUR	254,67 EUR	126,09 EUR	262,96 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+2,52 EUR; +2,15%)	(+3,35 EUR; +1,33%)	(+4,10 EUR; +3,36%)	(+5,46 EUR; +2,12%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	112,15 EUR	244,40 EUR	118,37 EUR	252,69 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-5,20 EUR; -4,43%)	(-6,92 EUR; -2,75%)	(-3,61 EUR; -2,96%)	(-4,81 EUR; -1,87%)
Mapa Novo - Cliente Super Ativo (6%)	110,35 EUR	232,01 EUR	116,57 EUR	240,29 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(-7,00 EUR; -5,97%)	(-19,31 EUR; -7,68%)	(-5,41 EUR; -4,44%)	(-17,20 EUR; -6,68%)

Opção tri-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	132,41 EUR	239,50 EUR	112,44 EUR	234,79 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	161,57 EUR	252,42 EUR	146,93 EUR	251,02 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+29,16 EUR; +22,02%)	(+12,92 EUR; +5,39%)	(+34,48 EUR; +30,67%)	(+16,23 EUR; +6,91%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	138,32 EUR	243,25 EUR	123,67 EUR	241,84 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+5,91 EUR; +4,46%)	(+3,74 EUR; +1,56%)	(+11,23 EUR; +9,98%)	(+7,05 EUR; +3,00%)
Mapa Novo - Cliente Super Ativo (6%)	133,62 EUR	223,98 EUR	118,97 EUR	222,58 EUR
Diferença face ao Mapa Vigente	(+1,21 EUR; +0,91%)	(-15,52 EUR; -6,48%)	(+6,53 EUR; +5,81%)	(-12,21 EUR; -5,20%)

Nota: (i) Em cada opção tarifária considera-se o perfil de consumo representativo dos clientes abrangidos - bi-horário e tri-horário -, disponibilizados pela E-REDES. (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 impactos, pelo que a TAR e a TVCF mantêm os valores vigentes (127,91 EUR e 258,85 EUR, respetivamente).

Quadro 7-5 - 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	270,93 EUR	615,13 EUR	282,88 EUR	631,05 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	277,47 EUR	623,85 EUR	293,63 EUR	645,35 EUR
<i>Diferença face ao Mapa Vigente</i>	(+6,55 EUR; +2,42%)	(+8,71 EUR; +1,42%)	(+10,75 EUR; +3,80%)	(+14,31 EUR; +2,27%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	257,16 EUR	596,82 EUR	273,32 EUR	618,32 EUR
<i>Diferença face ao Mapa Vigente</i>	(-13,76 EUR; -5,08%)	(-18,32 EUR; -2,98%)	(-9,56 EUR; -3,38%)	(-12,72 EUR; -2,02%)
Mapa Novo - Cliente Super Ativo (6%)	252,42 EUR	564,21 EUR	268,58 EUR	585,71 EUR
<i>Diferença face ao Mapa Vigente</i>	(-18,50 EUR; -6,83%)	(-50,93 EUR; -8,28%)	(-14,30 EUR; -5,06%)	(-45,33 EUR; -7,18%)

Opção tri-horária	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
	TAR	TVCF	TAR	TVCF
Mapa Vigente	310,95 EUR	585,21 EUR	258,55 EUR	572,76 EUR
Mapa Novo - Cliente Passivo	387,31 EUR	618,97 EUR	348,27 EUR	615,04 EUR
<i>Diferença face ao Mapa Vigente</i>	(+76,37 EUR; +24,56%)	(+33,76 EUR; +5,77%)	(+89,72 EUR; +34,70%)	(+42,28 EUR; +7,38%)
Mapa Novo - Cliente Ativo (6%)	326,11 EUR	594,82 EUR	287,07 EUR	590,89 EUR
<i>Diferença face ao Mapa Vigente</i>	(+15,17 EUR; +4,88%)	(+9,61 EUR; +1,64%)	(+28,52 EUR; +11,03%)	(+18,13 EUR; +3,17%)
Mapa Novo - Cliente Super Ativo (6%)	313,75 EUR	544,12 EUR	274,71 EUR	540,19 EUR
<i>Diferença face ao Mapa Vigente</i>	(+2,81 EUR; +0,90%)	(-41,09 EUR; -7,02%)	(+16,16 EUR; +6,25%)	(-32,57 EUR; -5,69%)

Nota: (i) Em cada opção tarifária considera-se o perfil de consumo representativo dos clientes abrangidos - bi-horário e tri-horário -, disponibilizados pela E-REDES. (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 impactos, pelo que a TAR e a TVCF mantêm os valores vigentes (301,94 EUR e 638,17 EUR, respetivamente).

Os quadros mostram que, em ambos os tipos de consumidor, o **Cliente Passivo** verifica um acréscimo da sua fatura anual decorrente da alteração dos períodos horários. Tal deve-se à concentração dos períodos de horas de ponta, no final da tarde, em oposição aos períodos horários vigentes, nos quais estas horas coincidem em maior grau com as horas solares.

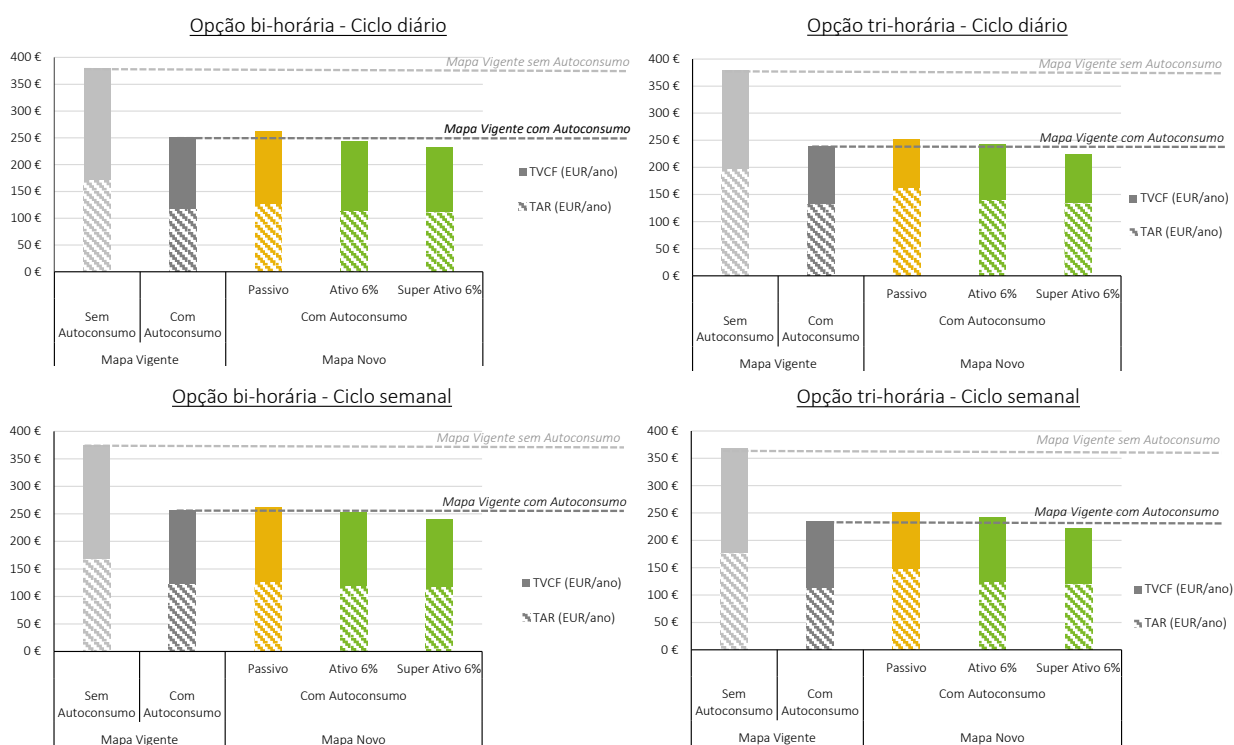
No entanto, com a adoção massiva deste tipo de sistemas nos últimos anos, verificou-se uma redução do uso das redes durante as horas de maior produção solar, o que justifica a alteração dos períodos horários nessas horas. Os autoconsumidores devem reagir aos sinais de preço decorrentes desta atualização dos períodos horários, como no caso do **Cliente Ativo** e do **Cliente Super Ativo**.

Pela análise dos quadros acima, verifica-se que, em ambos os tipos de consumidor, um **Cliente Super Ativo** poderá alcançar poupanças entre 5,20% e 8,28% do preço total da TVCF, se transferir 6% do seu consumo anual para as horas de excesso de produção solar, ou armazenando essa energia para utilização em períodos distintos.

Apesar destas alterações, o autoconsumo continua a apresentar vantagens significativas para os consumidores que nele participam, pelo que se perspetiva que os impactos da atualização dos períodos horários sejam relativamente reduzidos, quando comparados com o benefício decorrente da própria opção de instalação de painéis destinados ao aproveitamento da energia solar para autoconsumo, como se demonstra nas figuras que se seguem, para ambos os consumidores tipo.

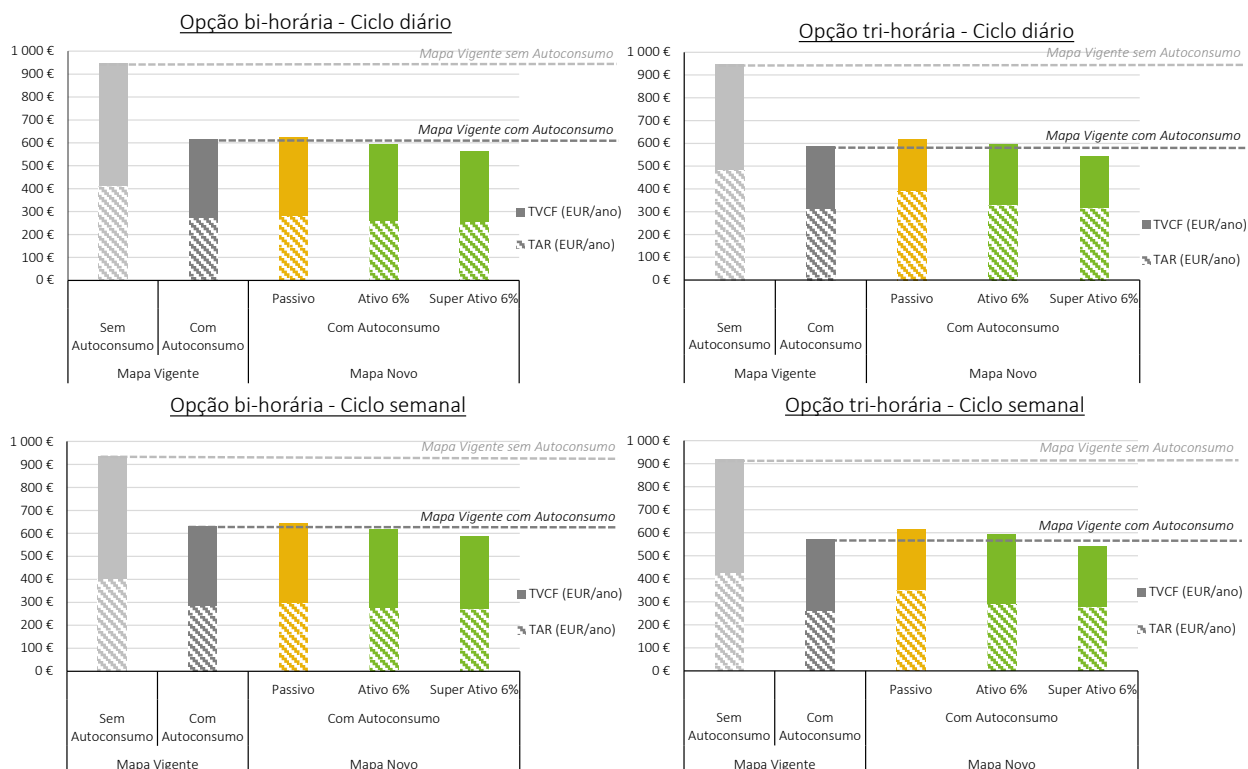
Apresenta-se, como tal, o impacto tarifário na fatura anual de eletricidade decorrente do autoconsumo, por perfil de opção tarifária e ciclo de contagem, sendo adicionalmente ilustrados os impactos resultantes da atualização dos períodos horários para um Cliente Passivo, bem como para um Cliente Ativo e um Cliente Super Ativo, assumindo um deslocamento de 6% do consumo de eletricidade, respetivamente, para períodos de menor preço e para períodos com excedentes de produção.

Figura 7-9 - Impacto tarifário anual da opção de autoconsumo e da respetiva atualização de períodos horários para um agregado familiar composto por um casal sem filhos (Consumidor tipo 1), por opção tarifária e ciclo de contagem



Nota: Os gráficos resumem informação do Quadro 7-2 e do Quadro 7-4.

Figura 7-10 - Impacto tarifário anual da opção de autoconsumo e da respetiva atualização de períodos horários para um agregado familiar composto por um casal com dois filhos (Consumidor tipo 2), por opção tarifária e ciclo de contagem



Nota: Os gráficos resumem informação do Quadro 7-3 e do Quadro 7-5.

Importa ainda mencionar, atendendo nomeadamente à TVCF, que eventuais impactes tarifários negativos para ambos os consumidores tipo com autoconsumo, na opção bi-horária, podem ser mitigados ou mesmo transformados num benefício alterando a opção tarifária para tri-horária, sendo este raciocínio válido para ambos os ciclos de contagem ¹¹⁴. Realce-se que esta mudança se torna facilitada com a eliminação da anterior regra de permanência mínima de 12 meses na opção tarifária contratada, no âmbito da mais recente revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico ¹¹⁵. Todavia, a potencial mudança para uma opção tarifária mais favorável pode ter impactes nos restantes clientes, além de não assegurar a sinalização

¹¹⁴ Considerando isoladamente a tarifa de Acesso às Redes, a estratégia para mitigar impactes tarifários seria a oposta, passando da opção tri-horária para a opção bi-horária. Consequentemente, no caso de ofertas comerciais do mercado livre, cuja estrutura de preços finais, entre períodos horários, esteja mais próxima da estrutura da tarifa de Acesso às Redes, do que da estrutura da tarifa de Venda a Clientes Finais, a estratégia de mitigação pode também ser a adoção da opção bi-horária.

¹¹⁵ Aceder em: <https://www.erse.pt/media/4xwh3all/regulamento-2-2025-numera%C3%A7%C3%A3o-erse-aprova-rt-se.pdf>.

dos custos de utilização das redes. Por esse motivo, e conforme discutido na CP 101 ¹¹⁶, o RT prevê que as opções tarifárias disponíveis para instalações participantes em autoconsumo possam ser limitadas [art.º 61.º, na redação vigente].

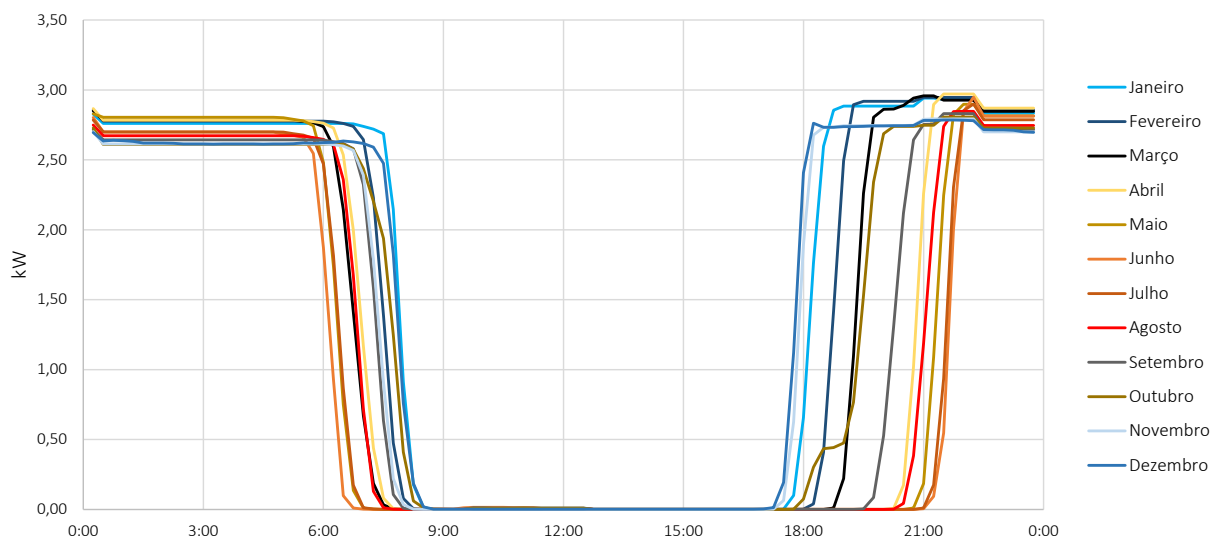
De realçar, no entanto, que a presente análise utiliza perfis médios nacionais, que não representam os perfis individuais de cada consumidor. Caso o utilizador final pretenda conhecer o impacto da proposta de alteração dos períodos horários na sua fatura de eletricidade, pode aceder à calculadora disponibilizada pela ERSE para o efeito.

7.2 IMPACTE POTENCIAL PARA A ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A iluminação pública (IP) apresenta um perfil de consumo específico, uma vez que o seu uso ocorre quase exclusivamente durante o período noturno, conforme ilustrado na Figura 7-11.

Neste contexto, a alteração dos períodos horários, nomeadamente o deslocamento das horas de ponta do período diurno para o final do dia, tem um impacto relevante neste tipo de consumidor, por coincidir parcialmente com o seu período de utilização.

Figura 7-11 – Perfil de consumo médio da IP em Portugal continental



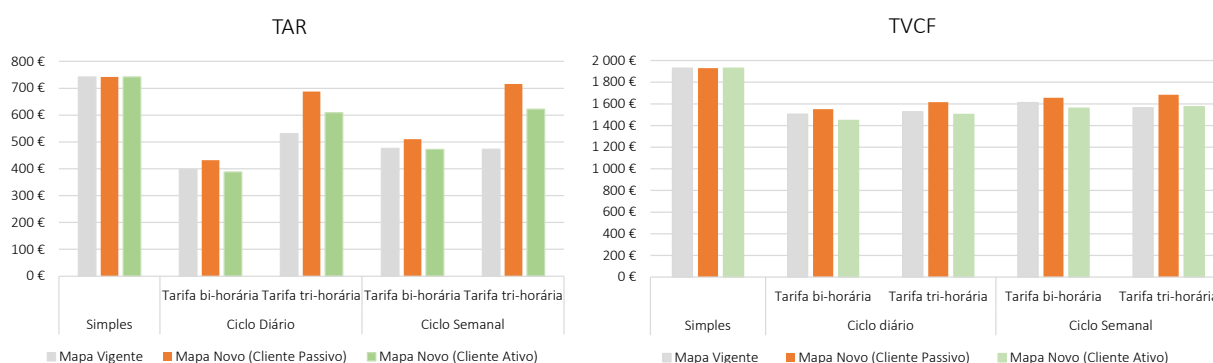
Nota: Perfil médio mensal da iluminação pública em 2024, disponibilizado pela E-REDES.

¹¹⁶ [Consulta Pública n.º 101](#), relativa à reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Embora seja visível na figura que o deslocamento da curva média de consumo, ao longo dos diferentes meses do ano, parece acompanhar a variação sazonal da duração do dia, pode continuar a existir margem para a otimização da exploração destes sistemas. Essa otimização poderá ser alcançada através da implementação de medidas como a regulação dos horários de funcionamento tendo em conta a iluminação natural disponível, a utilização de sistemas de regulação do fluxo luminoso, a integração de sistemas fotovoltaicos com armazenamento em bateria ou a adoção de outras soluções de eficiência energética.

Para ilustrar a materialidade de otimizar, na margem, a exploração da iluminação pública, os resultados apresentados na Figura 7-12 demonstram que uma redução de apenas 30 minutos no tempo médio diário de funcionamento da IP (designado na figura como “Cliente Ativo”), nomeadamente no processo de ligar a iluminação, contribui para mitigar o impacto associado à atualização dos períodos horários, podendo, em alguns casos, traduzir-se mesmo num benefício económico.

Figura 7-12- Impacte da atualização dos períodos horários num consumidor IP médio



Nota: Cálculos a partir do perfil da IP disponibilizado pela E-REDES, dimensionado para uma potência contratada média de 3,16 kVA e um consumo anual de 11 283 kWh no caso do cliente passivo.

Por outro lado, segundo dados da E-REDES, verifica-se que a grande maioria dos contratos de IP se encontram atualmente enquadrados na opção tarifária tri-horária (Quadro 7-6), embora a análise realizada indique que a opção bi-horária poderá revelar-se como mais vantajosa.

Quadro 7-6 – Distribuição de contratos IP por opção tarifária e ciclo de contagem

	Simples	Ciclo Diário		Ciclo Semanal	
		Bi-horário	Tri-horário	Bi-horário	Tri-horário
IP < 20,7 kVA	8,57 %	24,43 %	14,60 %	0,81 %	50,80 %
IP > 20,7 kVA	-	-	0,14 %	-	0,65 %

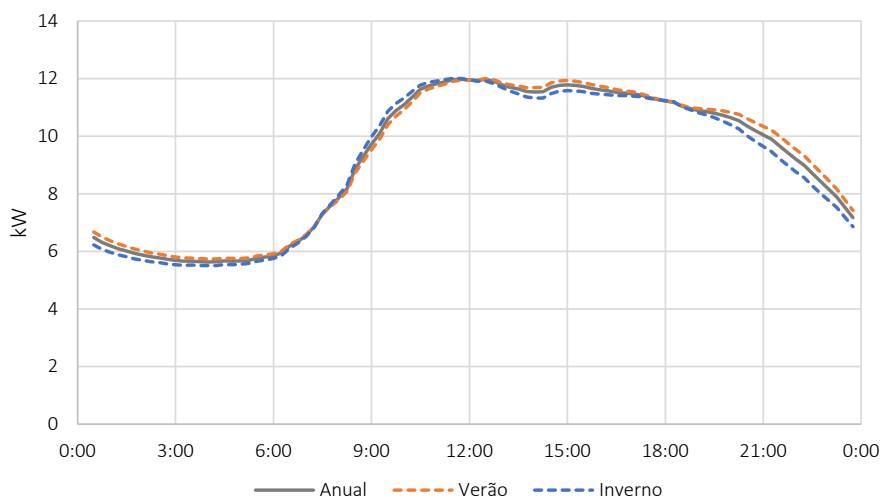
Nota: Dados de dezembro de 2025, disponibilizados pela E-REDES.

Assim sendo, a reavaliação da opção tarifária poderá ser uma medida adicional para mitigar os efeitos decorrentes da atualização dos períodos horários.

7.3 IMPACTE POTENCIAL PARA UM CLIENTE DE COMÉRCIO E SERVIÇOS (NA BTE)

Na BTE, realizou-se a análise de impactes dos novos períodos horários tendo em conta os dados agregados do segmento de comércio e serviços ligados a esse nível de tensão. O perfil de consumo médio deste tipo de cliente encontra-se na Figura 7-13, onde se verifica um duplo pico de consumo (o primeiro entre as 11h e as 12h, independentemente da estação do ano, e o segundo por volta das 15h, especialmente no verão).

Figura 7-13 – Perfil de consumo médio de um cliente de comércio e serviços na BTE



Os novos períodos horários trazem um benefício económico, no custo anual da TAR, entre 1,78% e 5,43%, no cliente com este perfil de consumo ¹¹⁷, caso ele se encontre, respetivamente, no ciclo diário ou no ciclo semanal, conforme se verifica no quadro abaixo.

Quadro 7-7 – Impacte dos novos períodos horários, na TAR, num consumidor médio de comércio e serviços em BTE (ciclos diário e semanal)

Ciclo Diário	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	2 698,65 EUR	192,99 EUR	1 163,63 EUR	2 251,92 EUR	6 307,19 EUR
Mapa Proposto	2 695,41 EUR	192,99 EUR	1 163,63 EUR	2 144,86 EUR	6 196,89 EUR
Diferença (EUR; %)	(-3,24 EUR; -0,12%)	-	-	(-107,06 EUR; -4,99%)	(-110,30 EUR; -1,78%)

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	2 643,78 EUR	192,99 EUR	1 163,63 EUR	2 465,23 EUR	6 465,63 EUR
Mapa Proposto	2 635,41 EUR	192,99 EUR	1 163,63 EUR	2 140,85 EUR	6 132,88 EUR
Diferença (EUR; %)	(-8,37 EUR; -0,32%)	-	-	(-324,38 EUR; -15,15%)	(-332,75 EUR; -5,43%)

¹¹⁷ Assume-se um consumo anual de energia ativa de 80,1 MWh, uma potência contratada de 57 kVA, uma energia reativa indutiva de 4 022 kVarh e uma energia reativa capacitiva de 2 511 kVarh, tanto no cenário vigente como no novo.

7.4 IMPACTE POTENCIAL PARA UM CLIENTE INDUSTRIAL (NA MT, AT E MAT)

A análise dos impactes decorrentes da alteração dos períodos horários é igualmente efetuada para o segmento industrial, considerando os níveis de tensão superiores, designadamente Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT).

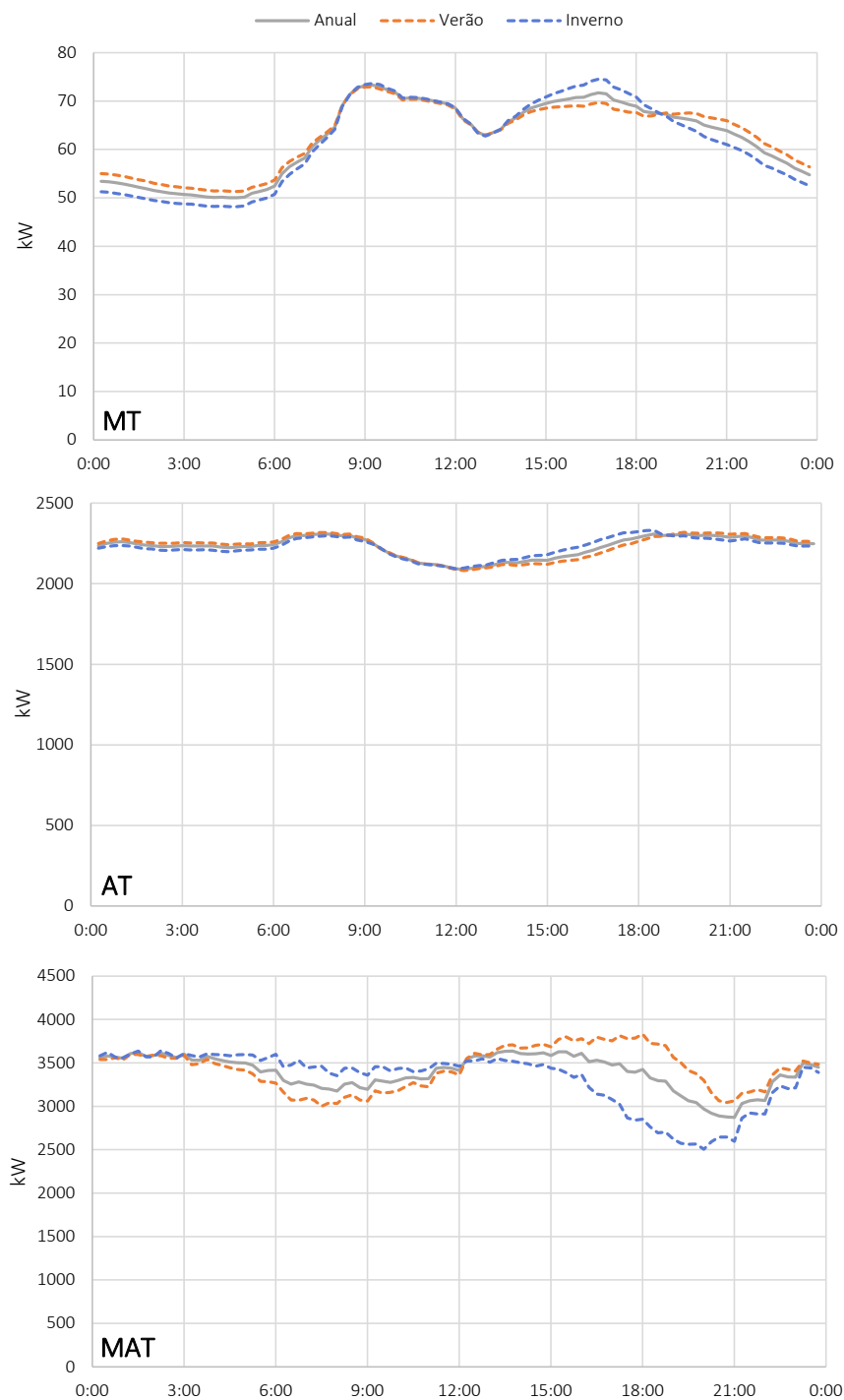
Numa primeira etapa, procede-se à análise agregada para o conjunto de Portugal continental (subcapítulo 7.4.1), avaliando-se o impacto dos novos períodos horários no custo anual da TAR, com base no ciclo semanal.

Posteriormente, no subcapítulo 7.4.2, a análise é desagregada por área de rede (áreas A – Norte, B – Centro e C – Sul) sendo o impacto avaliado quer para o ciclo semanal, quer para o ciclo semanal por épocas.

7.4.1 PORTUGAL CONTINENTAL

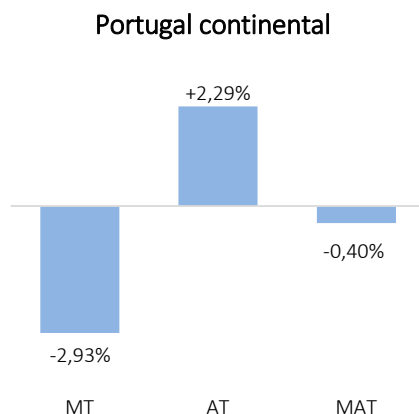
A Figura 7-14 apresenta o perfil de consumo médio de um cliente tipo em Portugal continental, em cada um dos níveis de tensão em análise.

Figura 7-14 - Perfil médio diário de consumo de eletricidade, em MT, AT e MAT, em Portugal continental



Face aos perfis médios apresentados, a Figura 7-15 mostra a diferença percentual da tarifa de Acesso às Redes em resultado da aplicação do novo mapa de períodos horários face ao respetivo valor com o mapa vigente ¹¹⁸.

Figura 7-15 - Impacte da atualização dos períodos horários na TAR, em MT, AT e MAT, no ciclo semanal, em



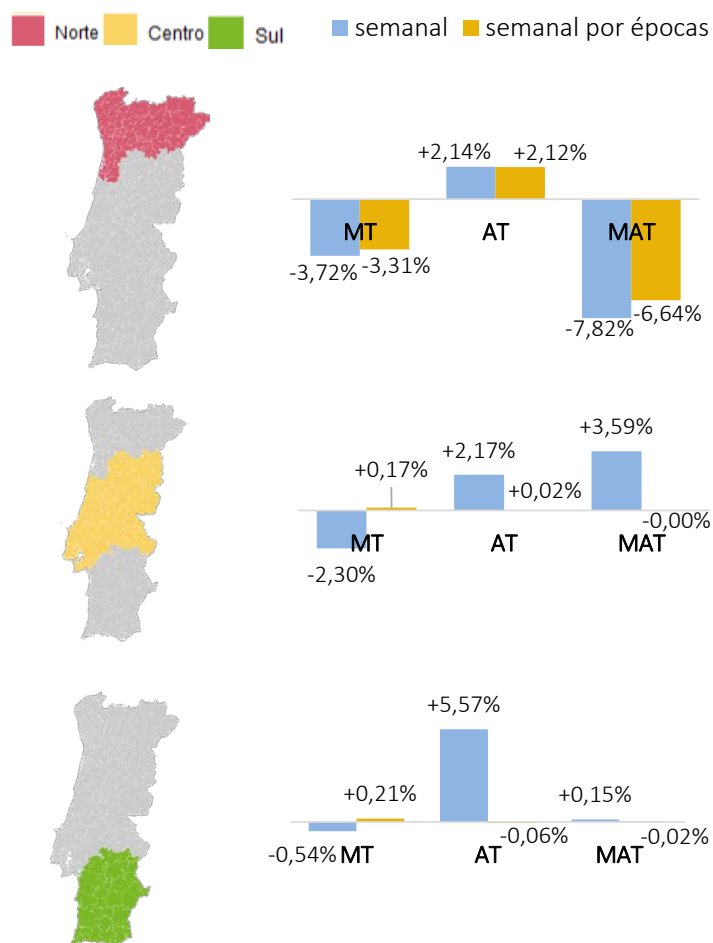
Observa-se um impacte na TAR entre os -2,93% e os +2,29%, dependendo do tipo de cliente. É de referir ainda que os quadros com os valores por variável de faturação podem ser consultados no Anexo IV.

7.4.2 ÁREA DE REDE (A – NORTE, B – CENTRO E C – SUL)

Como referido anteriormente, a análise de impactes dos novos períodos horários para o segmento industrial foi também desagregada por zonas geográficas, nomeadamente para as áreas de rede A, B e C (respetivamente Norte, Centro e Sul). Em cada um dos níveis de tensão MT, AT e MAT, o cálculo dos impactes considerou o ciclo semanal e o ciclo semanal por épocas da sua respetiva zona geográfica. O impacte da alteração dos períodos horários na TAR encontra-se na figura abaixo.

¹¹⁸ Assume-se: (i) para o cliente em MT, um consumo anual de energia ativa de 545,6 MWh, uma potência contratada de 250 kVA, uma energia reativa indutiva de 19 625 kVArh e energia reativa capacitiva de 6 590 kVArh; (ii) para o cliente em AT, um consumo anual de energia ativa de 19,5 GWh, uma potência contratada de 4 506 kVA, uma energia reativa indutiva de 312 596 kVArh e energia reativa capacitiva de 173 265 kVArh; (iii) para o cliente em MAT, um consumo anual de energia ativa de 29,7 GWh, uma potência contratada de 8 987 kVA, uma energia reativa indutiva de 721 460 kVArh e energia reativa capacitiva de 625 038 kVArh; relevando destacar que (iv) a potência contratada e a energia reativa não sofrem alterações entre o cenário vigente e o novo.

Figura 7-16 - Impacte da atualização dos períodos horários na TAR, num cliente em MT, AT e MAT, nos ciclos semanal e semanal por épocas, nas áreas de rede A (Norte), B (Centro) e C (Sul)



Nota: Em comparação com a Figura 7-15, que utiliza em cada nível de tensão um perfil de consumo nacional, os resultados desta figura assumem um perfil de consumo específico da zona geográfica considerada.

No caso do ciclo semanal, verificam-se impactes na TAR entre os -7,82% e os +5,57%, dependendo do tipo de cliente e da respetiva zona geográfica. No caso do ciclo semanal por épocas, verificam-se impactes na TAR entre os -6,64% e os +2,12%, dependendo do tipo de cliente e da respetiva zona geográfica.

Tal como no caso anterior, os quadros com os valores por variável de faturação podem ser consultados no Anexo IV.

7.5 IMPACTE POTENCIAL PARA PRODUTORES COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

Tendo sido analisados os impactes potenciais da alteração dos períodos horários ao nível das diferentes tipologias de consumidores, que refletem a perspetiva da procura, importa complementar a presente análise com a perspetiva da oferta. Em particular, são analisadas as implicações desta atualização para a produção com remuneração garantida, nomeadamente para as instalações de cogeração cuja remuneração se encontra indexada ao ciclo semanal.

Antes de mais, cumpre esclarecer que a cogeração consiste na produção combinada de eletricidade e calor a partir da mesma fonte de energia primária, seja renovável (como a biomassa) ou não renovável (como o gás natural). Este sistema permite o aproveitamento da energia térmica que, em resultado do processo de combustão, não é convertida em eletricidade, disponibilizando-a sob a forma de vapor, ar quente, óleo térmico, entre outros. Por isso, as unidades de cogeração localizam-se, geralmente, nas proximidades de instalações industriais com necessidades significativas de energia elétrica e térmica, permitindo assim a utilização do calor que, de outro modo, seria dissipado.

De acordo com a SU Eletricidade, entidade responsável pela aquisição da eletricidade produzida por instalações de cogeração com remuneração garantida, os regimes remuneratórios impactados da cogeração são os previstos no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março (Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio) ¹¹⁹ e no Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril (Portaria n.º 173/2016, de 21 de junho) ¹²⁰. Em ambos os diplomas, a remuneração garantida encontra-se indexada unicamente ao ciclo de contagem semanal.

¹¹⁹ Disponível em <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/140-2012-552018>

Em particular, o artigo 4.º refere que “(a)s instalações de cogeração (...) que, antes da atribuição da respetiva licença de estabelecimento ou de produção, consoante o caso, optem pela modulação tarifária, em função dos períodos horários, são remuneradas pela tarifa de referência ajustada nos termos seguintes:

- a) A tarifa de referência aplicável durante as horas cheias e de ponta do tarifário geral em ciclo semanal será $Tref_{mpc} = 1,10 * Tref_m$
- b) A tarifa de referência aplicável durante as horas de vazio e de super vazio do tarifário geral em ciclo semanal será $Tref_{mvs} = 0,87 * Tref_m$ ”

¹²⁰ Disponível em <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/173-2016-74748829>

Em particular, o artigo 28.º refere que “(o) valor da energia elétrica não consumida na instalação de cogeração e injetada na RESP (...) é remunerado de acordo com a seguinte expressão: $Rem_m = E_{fornecida_m} * OMIE_m * \alpha$

em que: Rem_m é a remuneração da eletricidade injetada à RESP no mês m , em euros; $E_{fornecida_m}$ é a energia fornecida no mês m em kWh; $OMIE_m$ é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês m , em EUR/kWh; m é o mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP; α é igual a 1 para a energia fornecida durante o período horário de cheia e ponta em ciclo semanal, ou igual a 0,85 para a energia fornecida nos períodos de vazio e super vazio em ciclo semanal, de acordo com os períodos tarifários definidos pela ERSE”

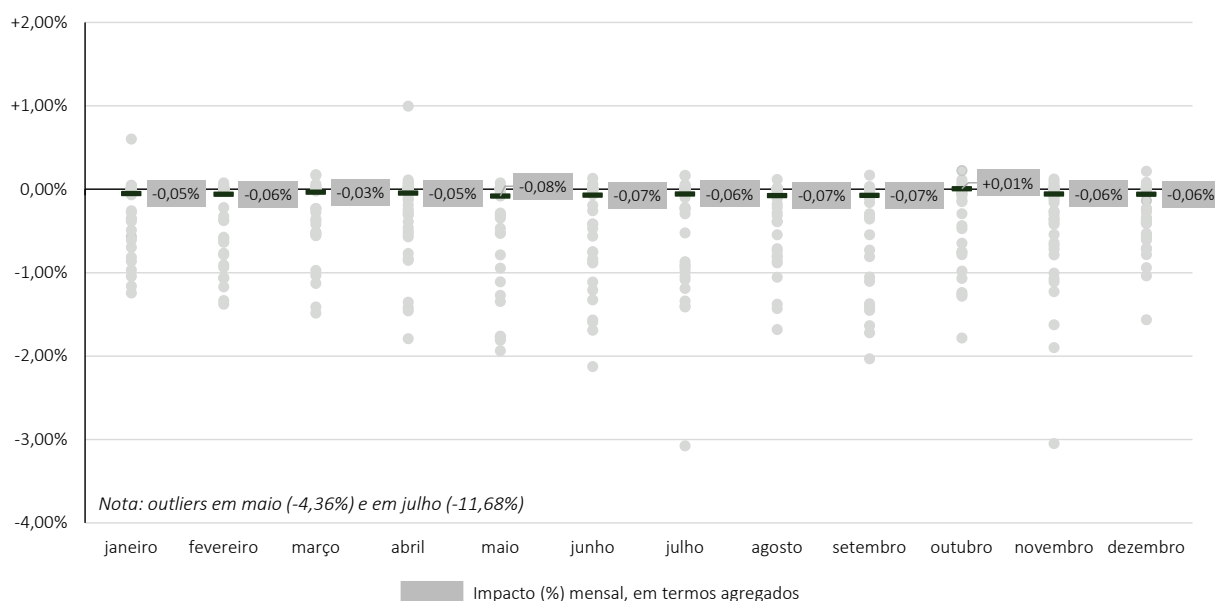
A carteira ativa de cogeração da SU Eletricidade é constituída por 68 cogeradores, dos quais 62 se encontram ao abrigo do regime remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010 e seis regem-se pelo regime remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 68-A/2015.

Realce-se que, nos referidos diplomas, a modulação de períodos horários apenas releva para a aplicação da tarifa de referência, que se distingue entre vazio e fora de vazio, referenciais nos quais a atualização de períodos será ligeira. Se, por outro lado, existisse diferenciação da remuneração nas horas de ponta, as alterações dos períodos horários previstos nos diplomas mencionados seriam mais significativas.

De forma a estimar os impactes decorrentes da alteração dos períodos horários na remuneração das unidades de cogeração, são analisados os respetivos diagramas de carga, facultados pela SU Eletricidade, em formato quarto-horário, para o ano de 2025. Com base nestes dados, é possível verificar que, dos 68 cogeradores abrangidos pelos regimes de remuneração, são 50 os que apresentaram produção não nula ao longo do ano (44 cogeradores ao abrigo do regime remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010 e seis ao abrigo do regime previsto no Decreto-Lei n.º 68-A/2015).

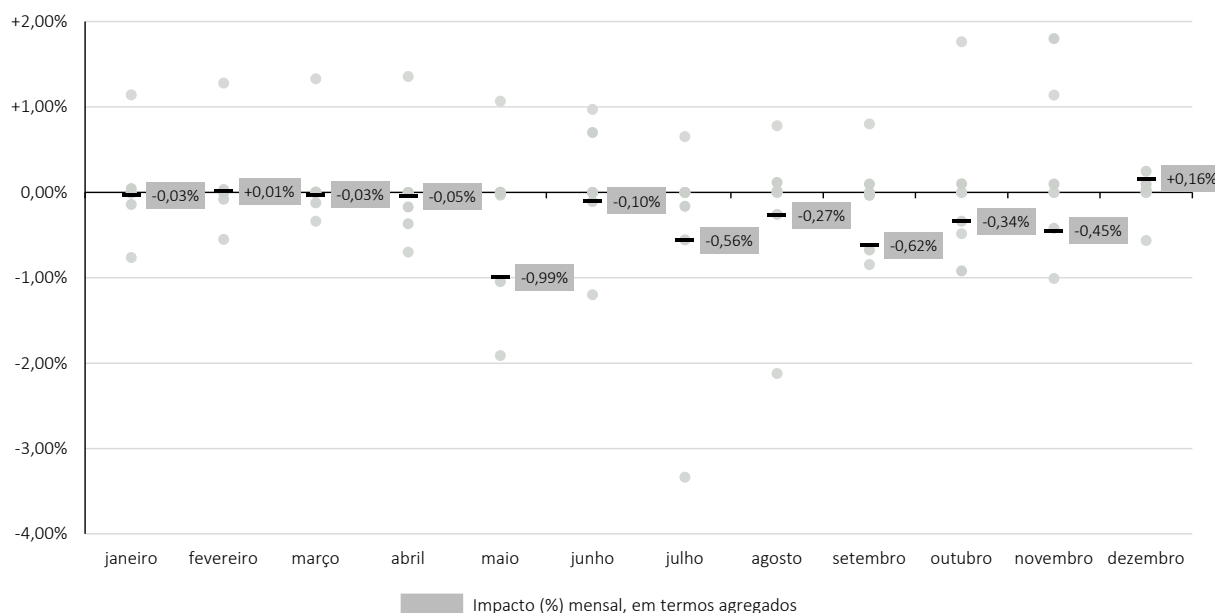
A partir desta informação, foi simulado para cada mês de 2025, o impacte relativo na remuneração mensal devido à atualização dos períodos horários, por produtor, ao abrigo dos dois regimes remuneratórios referidos acima, apresentados separadamente na Figura 7-17 e na Figura 7-18. A análise assume, como pressupostos relevantes, um preço do mercado à vista constante nos vários meses do ano e um perfil de produção inalterado, de acordo com os mapas horários vigente e novo, considerando o ciclo de contagem semanal.

Figura 7-17 – Impacto relativo na remuneração mensal devido à atualização dos períodos horários, por produtor, ao abrigo do regime remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010



Nota: Impacte mensal para 44 cogeneradores, considerando o perfil real de produção de 2025, e um preço de referência no mercado à vista (OMIE) constante ao longo do ano. Para melhor legibilidade, não se apresentam os dois *outliers* indicados na figura.

Figura 7-18 – Impacto relativo na remuneração mensal devido à atualização dos períodos horários, por produtor, ao abrigo do regime remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 68-A/2015



Nota: Impacte mensal para 6 cogeneradores, considerando o perfil de produção de 2025, e um preço de referência no mercado à vista (OMIE) constante ao longo do ano.

Resulta da análise dos dados que a alteração dos períodos horários poderá levar, para o agregado dos cogeneradores ao abrigo do Decreto-Lei n.º 23/2010, a variações na remuneração mensal entre -0,08% e +0,01% nos vários meses analisados. Para o total do ano de 2025, considerando os 44 cogeneradores com produção não nula, identificou-se um efeito de -0,05%.

No que se refere ao regime remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 68-A/2015, estimam-se para o agregado dos cogeneradores variações na remuneração mensal entre -0,99% e +0,16% nos vários meses analisados. Para o total do ano de 2025, considerando os 6 cogeneradores com produção não nula, identificou-se um efeito de -0,09%.

No cômputo geral, reforça-se que a atualização dos mapas horários, nomeadamente por referência à opção bi-horária, no ciclo de contagem semanal, aos quais ambos os regimes remuneratórios estão indexados, apresenta alterações pouco significativas no que respeita à localização dos períodos de vazio e fora de vazio.

Importa salientar, contudo, que a presente análise considera o perfil de produção de um único ano e que existem condicionantes próprias do processo produtivo e dos padrões de consumo, que não foram consideradas na presente análise. Em particular, as instalações de cogeração operam em função da necessidade de energia térmica para os processos industriais, o que limita a sua flexibilidade operacional. Ainda que estejam condicionados por requisitos técnicos e de produção, as instalações afetadas devem procurar otimizar os seus consumos em resposta à introdução dos novos períodos horários. Neste contexto, é de esperar que a alteração estrutural ocorrida na curva de preços do mercado grossista ao longo dos últimos anos, com preços reduzidos durante as horas com maior produção solar, tenha tido um efeito económico mais significativo no referencial do consumo das instalações que possuem uma instalação de cogeração, do que o efeito que esta atualização dos períodos horários tem para os cogeneradores.

ANEXOS

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

Quadro I - 1 - Correspondência entre as três áreas de rede da opção tarifária por épocas e as designações consideradas pela E-Redes no projeto piloto de 2018

Área de rede da opção tarifária por épocas, nos termos do RT	Zona geográfica (aproximada) em Portugal continental	Detalhe das áreas de rede considerado pela E-REDES para o projeto piloto de 2018
A	Norte	Norte (DRCN), Porto (DRCP)
B	Centro	Lisboa (DRCL), Mondego (DRCM), Tejo (DRCT)
C	Sul	Sul (DRCS)

Nota: Para efeitos do projeto piloto de 2018, a E-REDES detalhou as três áreas de rede em seis conjuntos, designados por DRC (Direção de Redes e Clientes): Norte, Porto, Mondego, Lisboa, Tejo e Sul.

Quadro I - 2 - Classificação dos concelhos de acordo com as três áreas de rede, nos termos do RT

N.º	Concelho	Área de rede	N.º	Concelho	Área de rede
1	ABRANTES	B	41	BARCELOS	A
2	AGUEDA	A	42	BARRANCOS	C
3	AGUIAR DA BEIRA	B	43	BARREIRO	B
4	ALANDROAL	C	44	BATALHA	B
5	ALBERGARIA-A-VELHA	A	45	BEJA	C
6	ALBUFEIRA	C	46	BELMONTE	B
7	ALCÁCER DO SAL	C	47	BENAVENTE	B
8	ALCANENA	B	48	BOMBARRAL	B
9	ALCOBACA	B	49	BORBA	C
10	ALCOCHETE	B	50	BOTICAS	A
11	ALCOUTIM	C	51	BRAGA	A
12	ALENQUER	B	52	BRAGANÇA	A
13	ALFANDEGADA FE	A	53	CABECEIRAS DE BASTO	A
14	ALIJO	A	54	CADAVAL	B
15	ALJEZUR	C	55	CALDAS DA RAINHA	B
16	ALJUSTREL	C	56	CAMINHA	A
17	ALMADA	B	57	CAMPO MAIOR	B
18	ALMEIDA	B	58	CANTANHEDE	B
19	ALMEIRIM	B	59	CARRAZEDA DE ANSIAES	A
20	ALMODOVAR	C	60	CARREGAL DO SAL	B
21	ALPIARCA	B	61	CARTAXO	B
22	ALTER DO CHÃO	B	62	CASCAIS	B
23	ALVAIAZERE	B	63	CASTANHEIRA DE PERA	B
24	ALVITO	C	64	CASTELO BRANCO	B
25	AMADORA	B	65	CASTELO DE PAIVA	A
26	AMARANTE	A	66	CASTELO DE VIDE	B
27	AMARES	A	67	CASTRO DAIRE	B
28	ANADIA	A	68	CASTRO MARIM	C
29	ANSIAO	B	69	CASTRO VERDE	C
30	ARCOS DE VALDEVEZ	A	70	CELORICO DA BEIRA	B
31	ARGANIL	B	71	CELORICO DE BASTO	A
32	ARMAMAR	A	72	CHAMUSCA	B
33	AROUCA	A	73	CHAVES	A
34	ARRAIÓLOS	C	74	CINFAS	A
35	ARRONCHES	B	75	COIMBRA	B
36	ARRUDA DOS VINHOS	B	76	CONDEIXA-A-NOVA	B
37	AVEIRO	A	77	CONSTANCIA	B
38	AVÍS	B	78	CORUCHE	B
39	AZAMBUJA	B	79	COVILHA	B
40	BAIAO	A	80	CRATO	B

Quadro I - 2 (continuação)

N.º	Concelho	Área de rede	N.º	Concelho	Área de rede
81	CUBA	C	121	MACAO	B
82	ELVAS	B	122	MACEDO DE CAVALEIROS	A
83	ENTRONCAMENTO	B	123	MAFRA	B
84	ESPINHO	A	124	MAIA	A
85	ESPOSENDE	A	125	MANGUALDE	B
86	ESTARREJA	A	126	MANTEIGAS	B
87	ESTREMOZ	C	127	MARCO DE CANAVESES	A
88	EVORA	C	128	MARINHA GRANDE	B
89	FAFE	A	129	MARVAO	B
90	FARO	C	130	MATOSINHOS	A
91	FELGUEIRAS	A	131	MEALHADA	B
92	FERREIRADO ALENTEJO	C	132	MEDA	B
93	FERREIRA DO ZEZERE	B	133	MELGACO	A
94	FIGUEIRADA FOZ	B	134	MERTOLA	C
95	FIGUEIRA DE CASTELO RODRIGO	B	135	MESAO FRIO	A
96	FIGUEIRO DOS VINHOS	B	136	MIRA	B
97	FORNOS DE ALGODRES	B	137	MIRANDA DO CORVO	B
98	FREIXO DE ESPADA A CINTA	A	138	MIRANDA DO DOURO	A
99	FRONTEIRA	B	139	MIRANDELA	A
100	FUNDAO	B	140	MOGADOURO	A
101	GAMAO	B	141	MOIMENTA DA BEIRA	A
102	GOIS	B	142	MOITA	B
103	GOLEGA	B	143	MONCAO	A
104	GONDOMAR	A	144	MONCHIQUE	C
105	GOUVEIA	B	145	MONDIM DE BASTO	A
106	GRANDOLA	C	146	MONFORTE	B
107	GUARDA	B	147	MONTALEGRE	A
108	GUIMARAES	A	148	MONTEMOR-O-NOVO	C
109	IDANHA-A-NOVA	B	149	MONTEMOR-O-VELHO	B
110	ILHAVO	A	150	MONTIJO	B
111	LAGOA	C	151	MORA	C
112	LAGOS	C	152	MORTAGUA	B
113	LAMEGO	A	153	MOURA	C
114	LEIRIA	B	154	MOURAO	C
115	LISBOA	B	155	MURCA	A
116	LOULE	C	156	MURTOSA	A
117	LOURES	B	157	NAZARE	B
118	LOURINHA	B	158	NELAS	B
119	LOUSA	B	159	NISA	B
120	LOUSADA	A	160	OBIDOS	B

Quadro I - 2 (continuação)

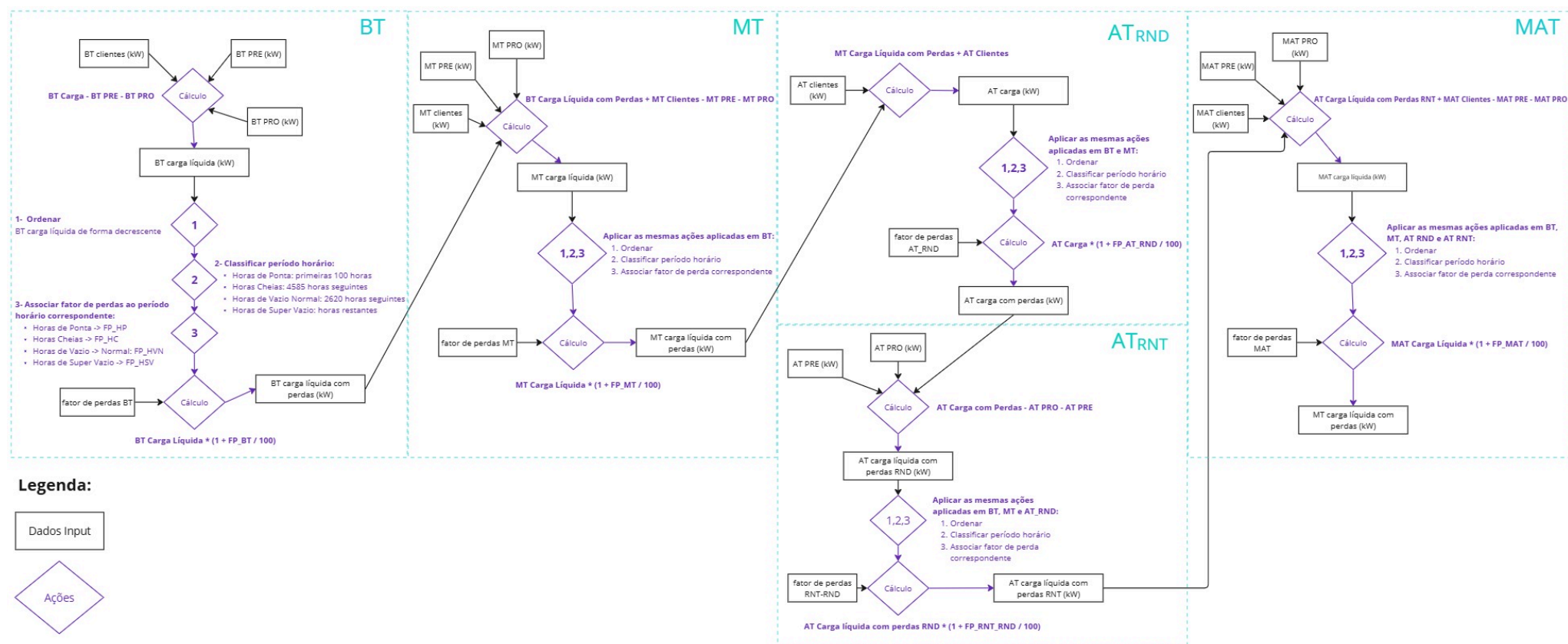
N.º	Concelho	Área de rede	N.º	Concelho	Área de rede
161	ODEMIRA	C	201	REGUENGOS DE MONSARAZ	C
162	ODIVELAS	B	202	RESENDE	A
163	OBRAS	B	203	RIBEIRA DE PENA	A
164	OLEIROS	B	204	RIO MAIOR	B
165	OLHAO	C	205	SABROSA	A
166	OLIVEIRA DE AZEITEIS	A	206	SABUGAL	B
167	OLIVEIRA DE FRADES	B	207	SALVATERRA DE MAGOS	B
168	OLIVEIRA DO BAIRRO	A	208	SANTA COMBA DÃO	B
169	OLIVEIRA DO HOSPITAL	B	209	SANTA MARIA DA FEIRA	A
170	OUREM	B	210	SANTA MARTA DE PENAGUIÃO	A
171	OURIQUE	C	211	SANTARÉM	B
172	OVAR	A	212	SANTIAGO DO CACÉM	C
173	PACOS DE FERREIRA	A	213	SANTO TIRO	A
174	PALMELA	B	214	SÃO BRÁS DE ALPORTEL	C
175	PAMPILHOSA DA SERRA	B	215	SÃO JOÃO DA MADEIRA	A
176	PAREDES	A	216	SÃO JOÃO DA PESQUEIRA	A
177	PAREDES DE COURA	A	217	SÃO PEDRO DO SUL	B
178	PEDROGÃO GRANDE	B	218	SARDOAL	B
179	PENACOVA	B	219	SATÃO	B
180	PENAFIEL	A	220	SEIA	B
181	PENALVA DO CASTELO	B	221	SEIXAL	B
182	PENAMACOR	B	222	SERNANCELHE	A
183	PENEDONÓ	A	223	SERPA	C
184	PENELA	B	224	SERTA	B
185	PENICHE	B	225	SESIMBRA	B
186	PESO DA REGUA	A	226	SETUBAL	B
187	PINHEL	B	227	SEVER DO VOUGA	A
188	POMBAL	B	228	SILVES	C
189	PONTE DA BARCA	A	229	SINES	C
190	PONTE DE LIMA	A	230	SINTRA	B
191	PONTE DE SOR	B	231	SOBRAL DE MONTE AGRADO	B
192	PORTALEGRE	B	232	SOURÉ	B
193	PORTEL	C	233	SOUSEL	B
194	PORTIMÃO	C	234	TABUA	B
195	PORTO	A	235	TABUACO	A
196	PORTO DE MOS	B	236	TAROUCA	A
197	POVOA DE LANHOSO	A	237	TAVIRA	C
198	POVOA DE VARZIM	A	238	TERRAS DE BOURO	A
199	PROENÇA-A-NOVA	B	239	TOMAR	B
200	REDONDO	C	240	TONDELA	B

Quadro I - 2 (continuação)

N.º	Concelho	Área de rede
241	TORRE DE MONCORVO	A
242	TORRES NOVAS	B
243	TORRES VEDRAS	B
244	TRANCOSO	B
245	TROFA	A
246	VAGOS	A
247	VALE DE CAMBRA	A
248	VALENCA	A
249	VALONGO	A
250	VALPACOS	A
251	VENDAS NOVAS	C
252	VIANADO ALENTEJO	C
253	VIANADO CASTELO	A
254	VIDIGUEIRA	C
255	VIEIRADO MINHO	A
256	VILA DE REI	B
257	VILA DO BISPO	C
258	VILA DO CONDE	A
259	VILA FLOR	A
260	VILA FRANCA DE XIRA	B
261	VILA NOVA DA BARQUINHA	B
262	VILA NOVA DE CERVEIRA	A
263	VILA NOVA DE FAMALICÃO	A
264	VILA NOVA DE FOZ COA	A
265	VILA NOVA DE GAIA	A
266	VILA NOVA DE PAIVA	B
267	VILA NOVA DE POIARES	B
268	VILA POUCA DE AGUIAR	A
269	VILA REAL	A
270	VILA REAL DE SANTO ANTONIO	C
271	VILA VELHA DE RODÃO	B
272	VILA VERDE	A
273	VILA VICOSA	C
274	VIMIOSO	A
275	VINHAI	A
276	VISEU	B
277	VIZELA	A
278	VOUZELA	B

II. FLUXOGRAMA DO TRÂNSITO DAS REDES

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



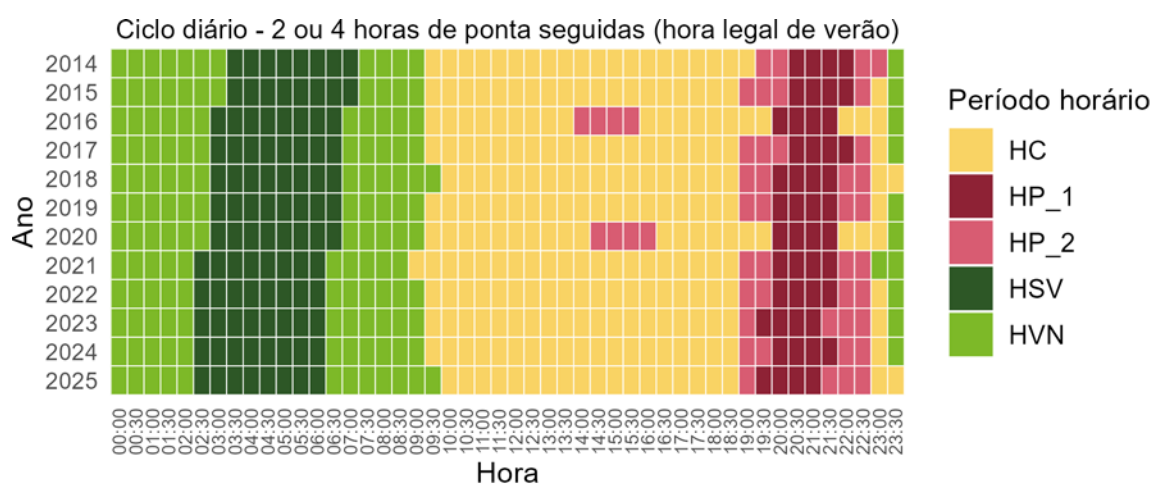
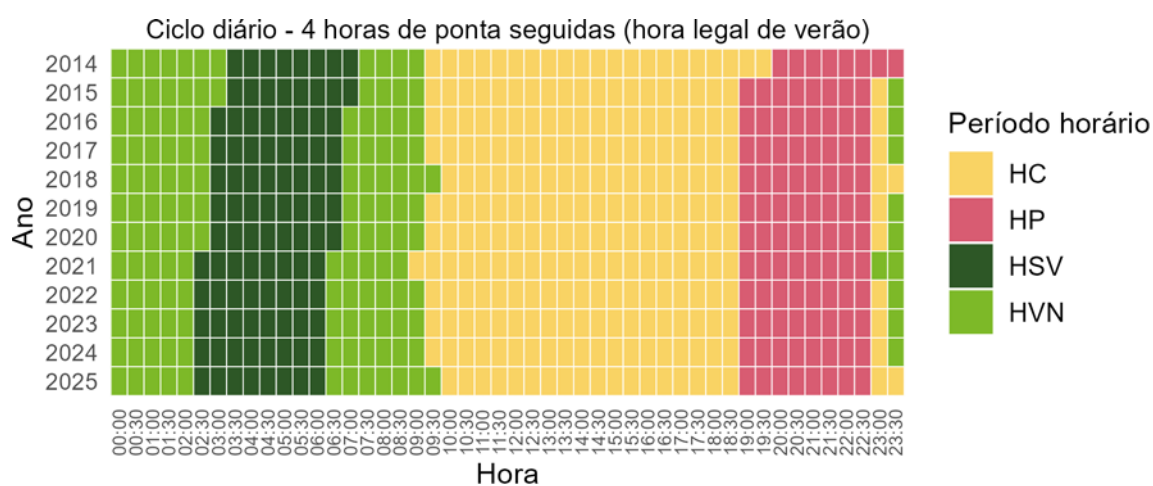
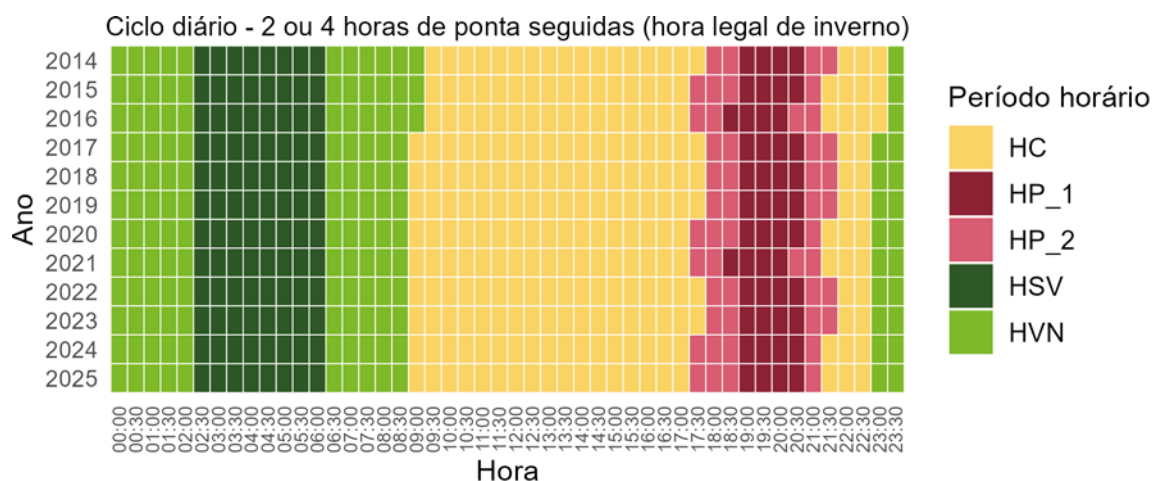
III. RESULTADOS DETALHADOS DO CAPÍTULO 4

Este anexo reúne os períodos horários simulados para os anos 2014 até 2025, para um total de cinco métricas, detalhadas no capítulo 4, a saber: (1) custo incremental das redes, (2) consumo, (3) preço MIBEL, (4) custo total alto e (5) custo total baixo.

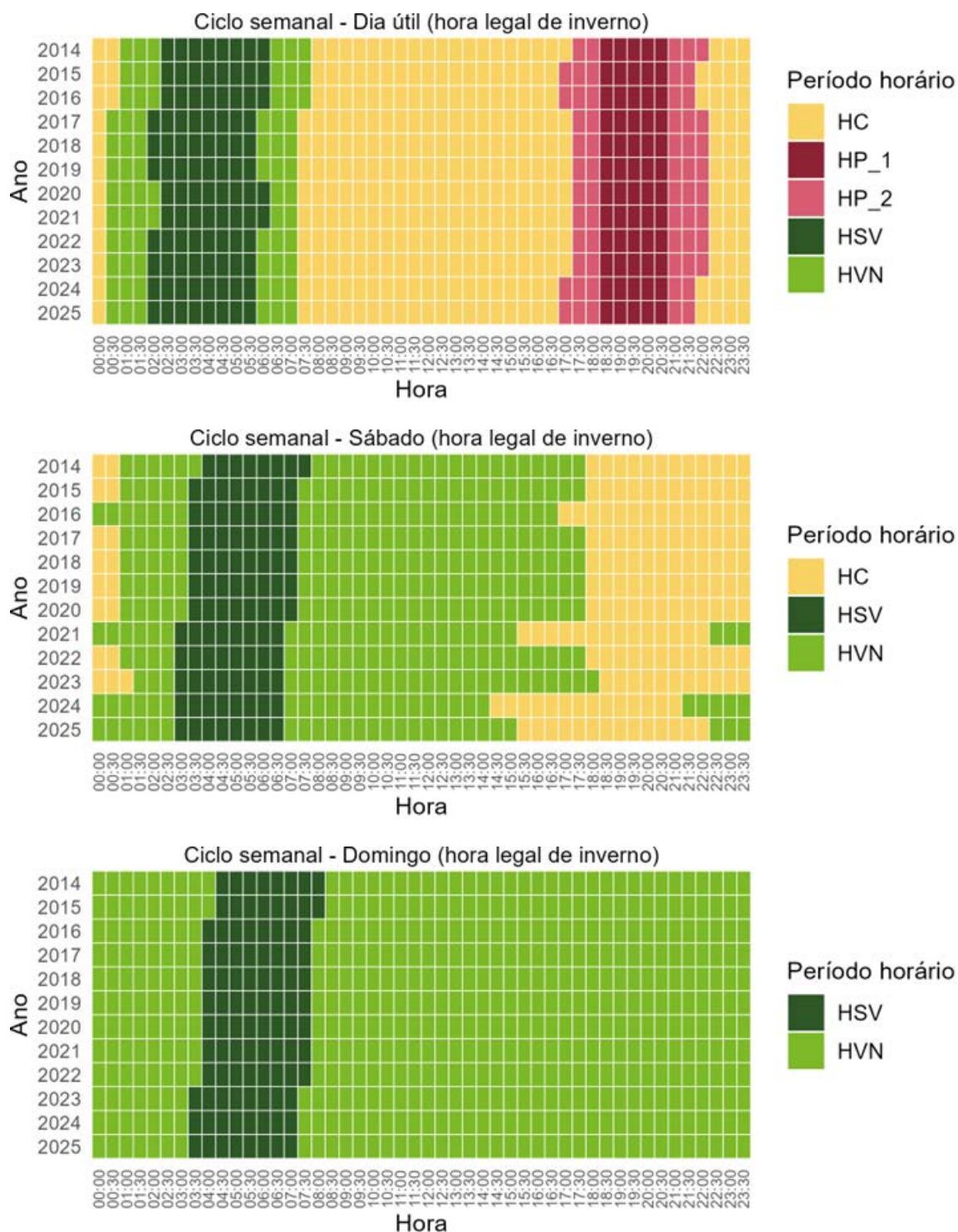
Relativamente à métrica do consumo, as figuras refletem os consumos dos níveis de tensão abrangidos por determinado ciclo de contagem, a saber: (i) Consumos em BT para o ciclo diário, (ii) Consumos em MAT, AT, MT e BT para o ciclo semanal e (iii) Consumos em MAT, AT e MT para os restantes ciclos de contagem.

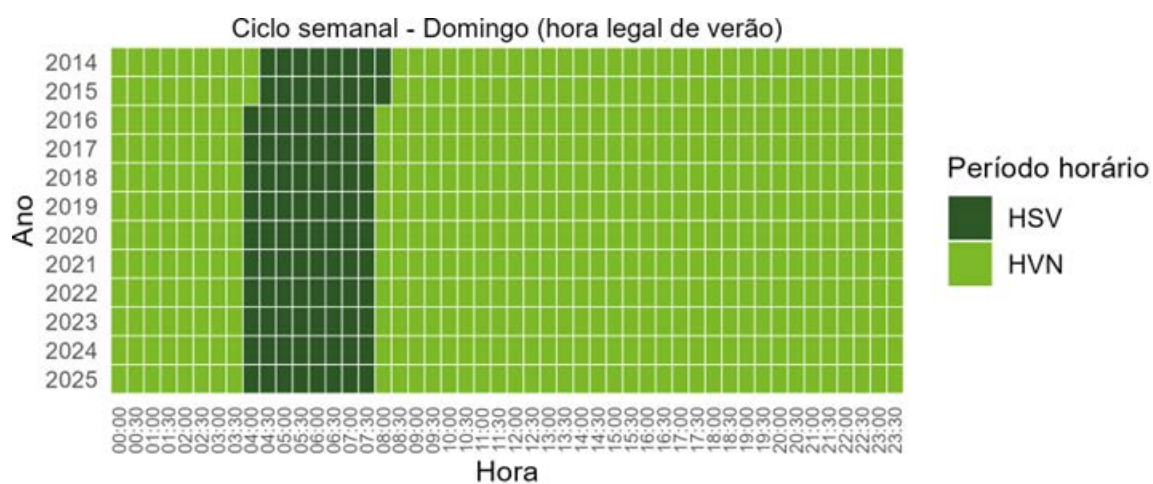
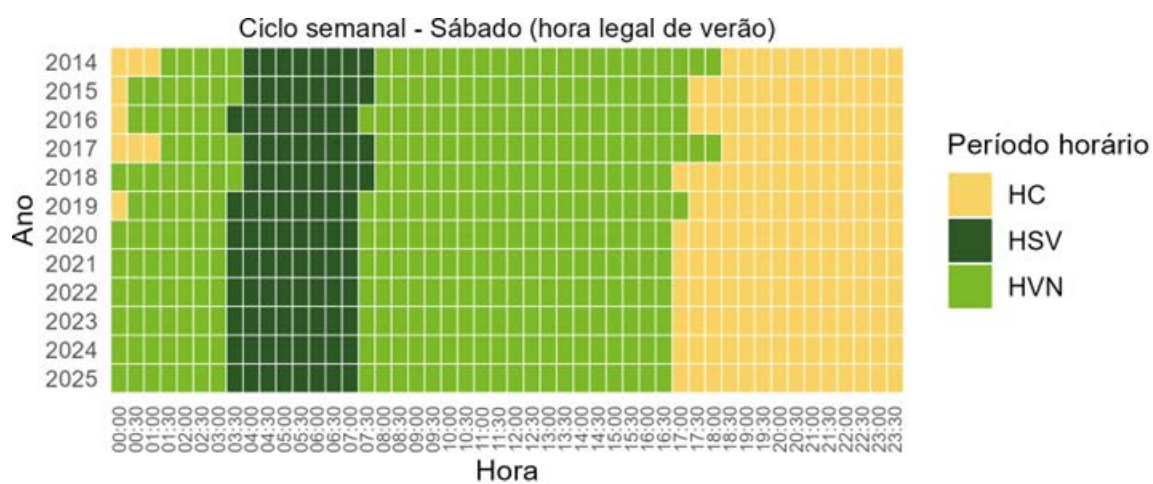
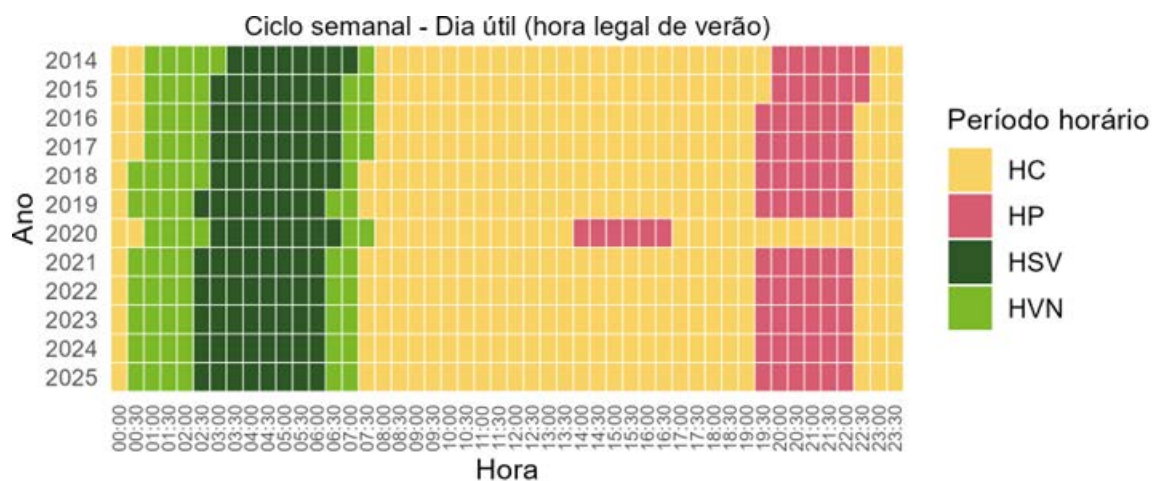
- Métrica Custo incremental das redes: Ciclo diário



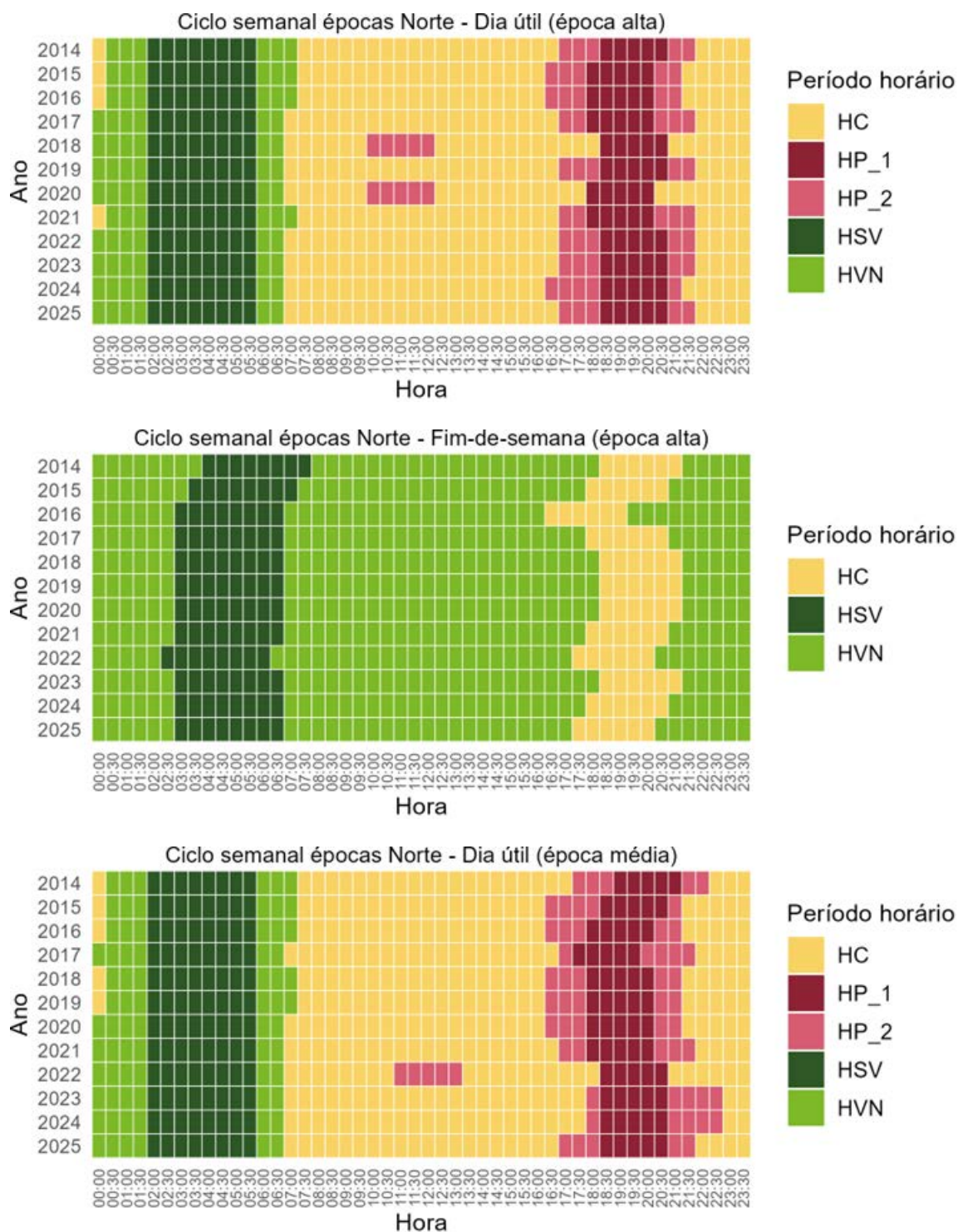


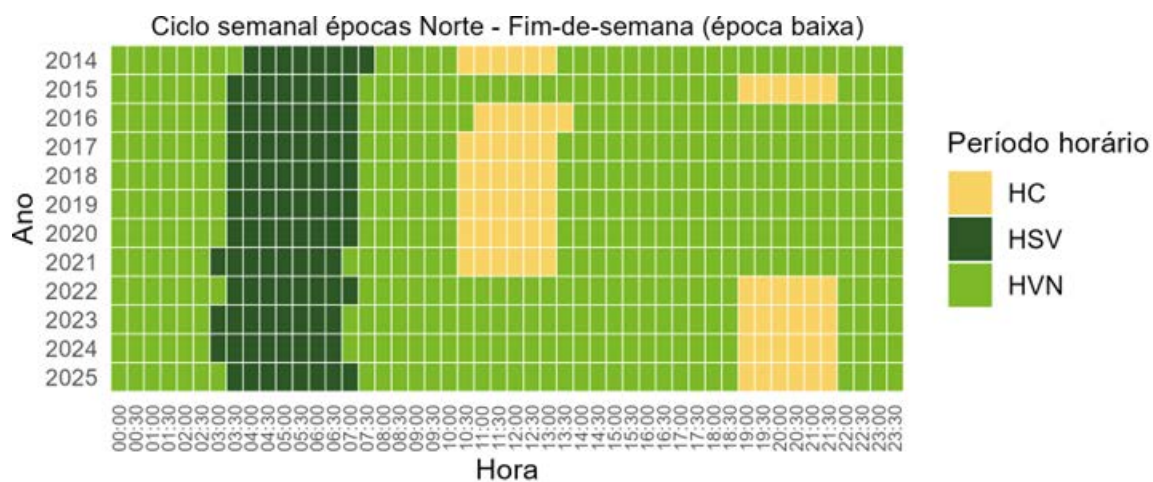
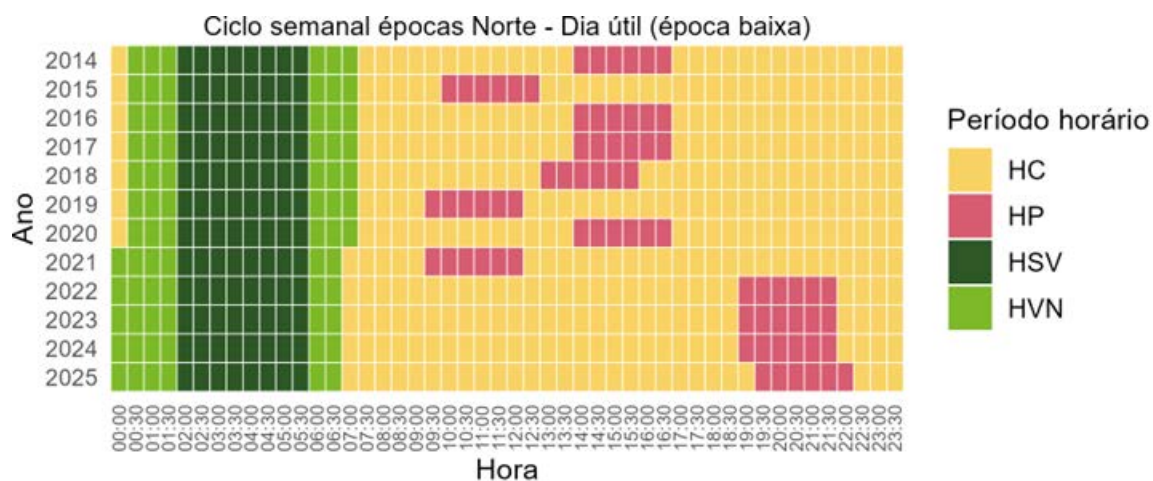
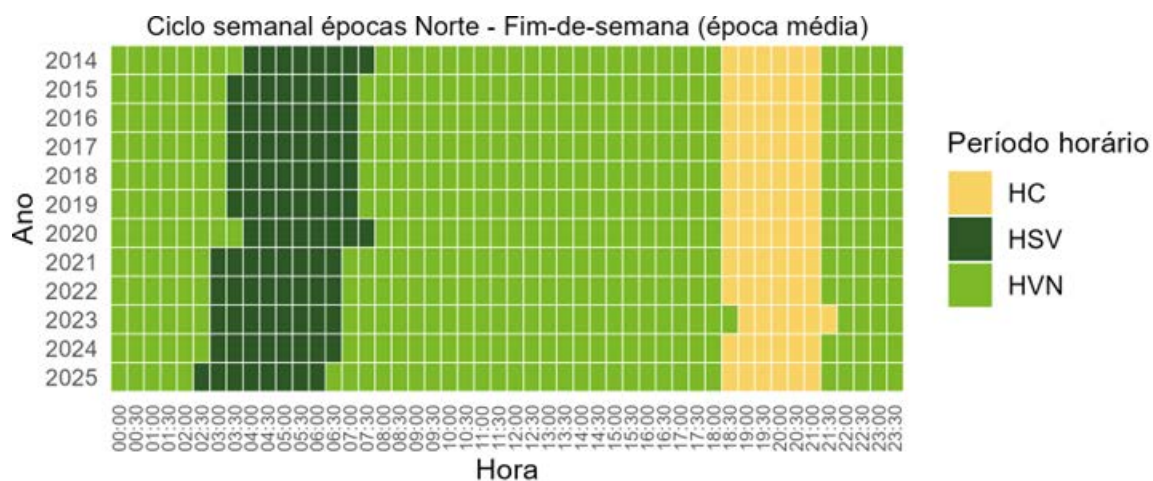
- Métrica Custo incremental das redes: Ciclo semanal



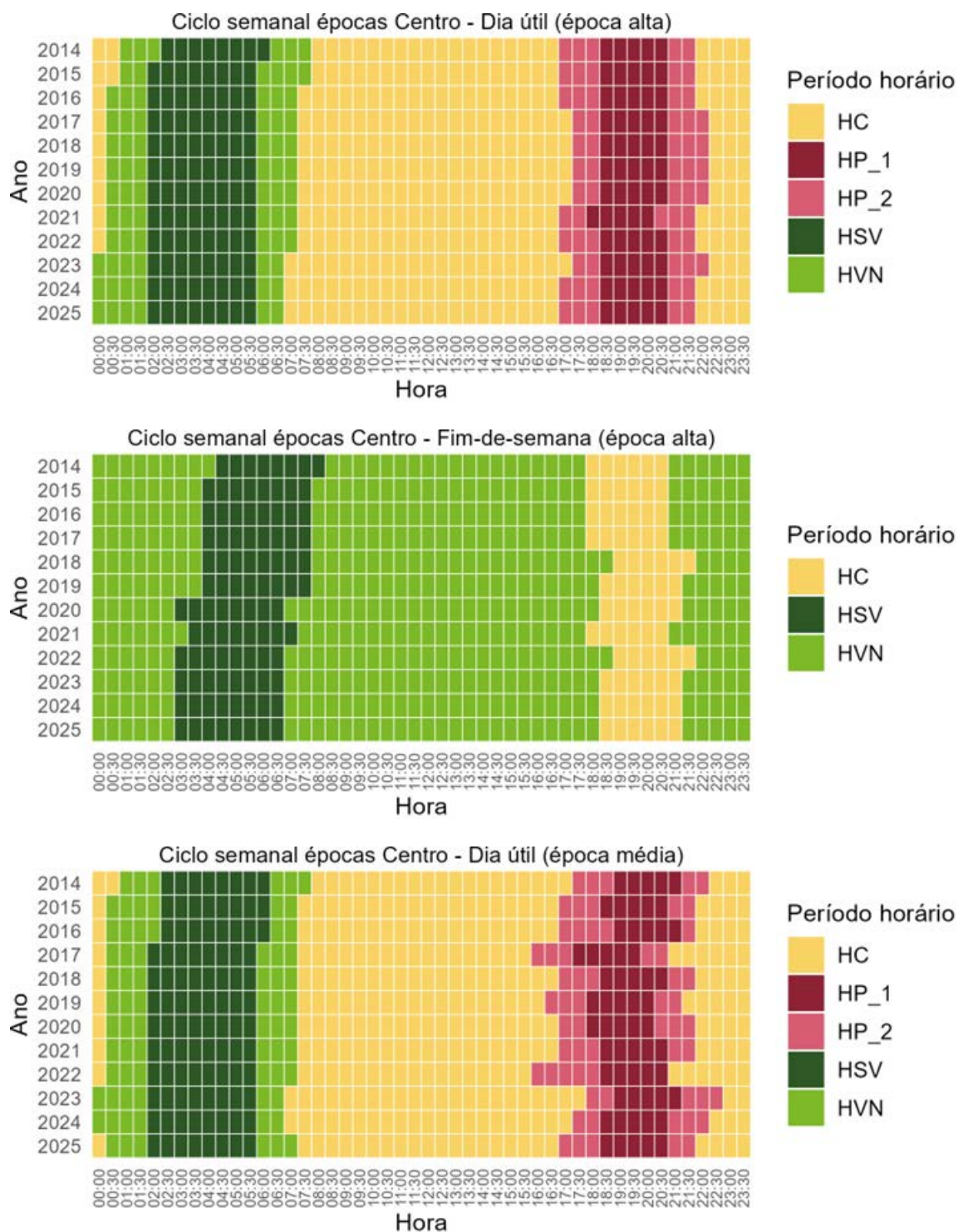


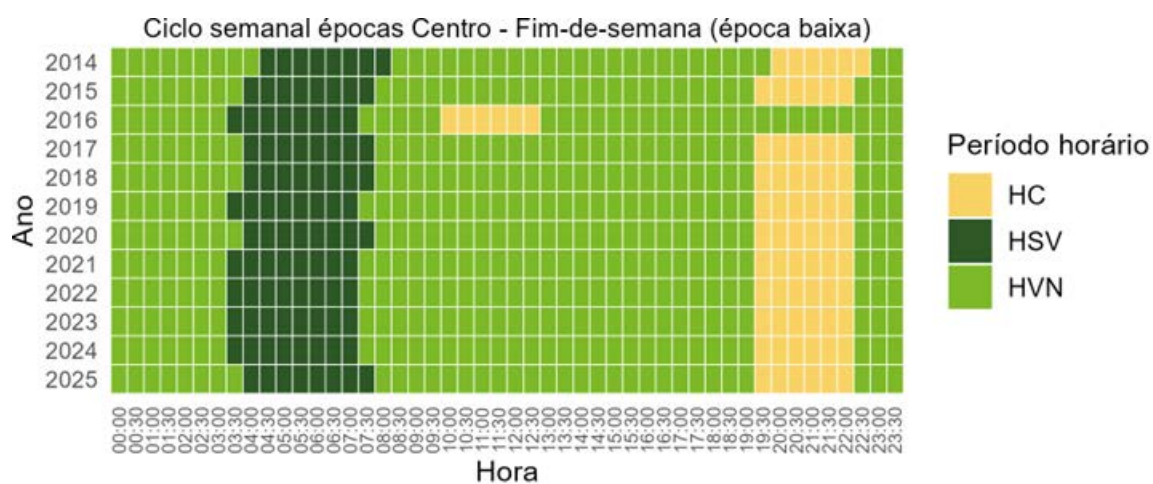
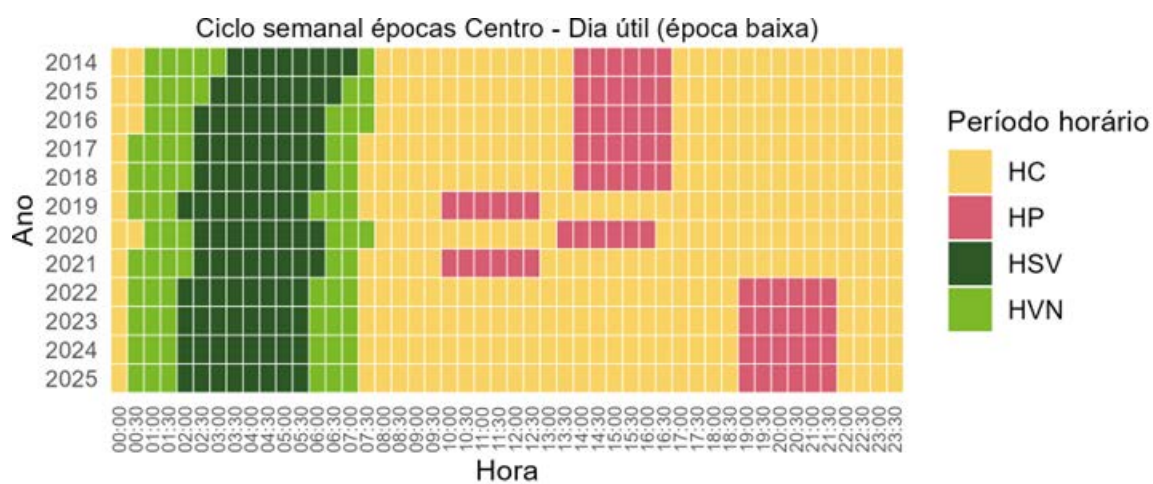
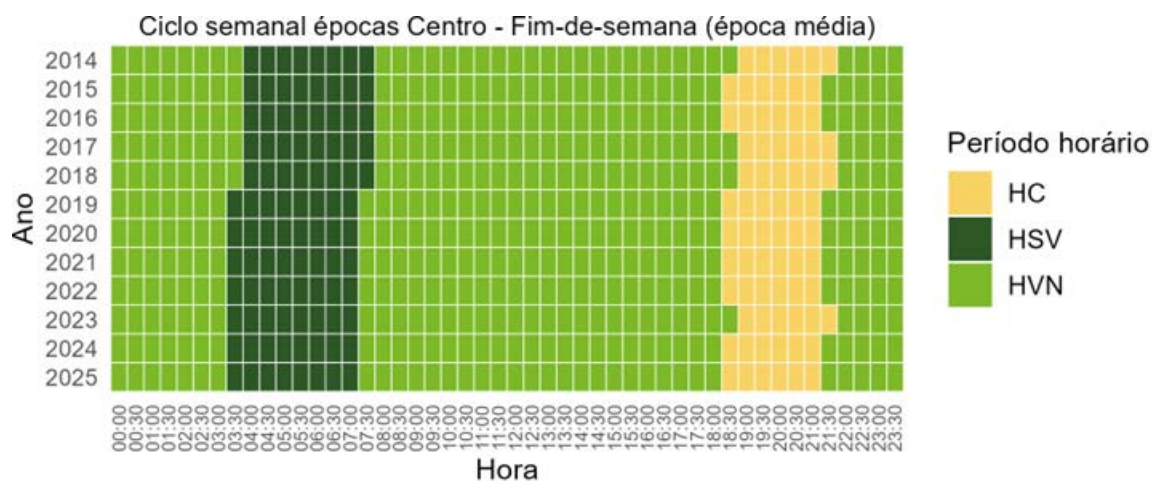
- Métrica Custo incremental das redes: Ciclo semanal por épocas - Norte





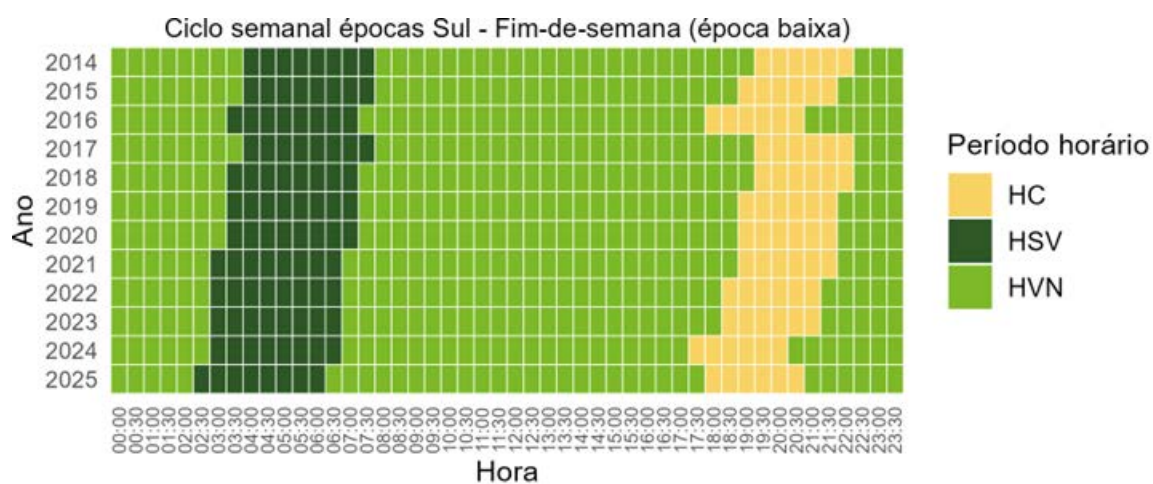
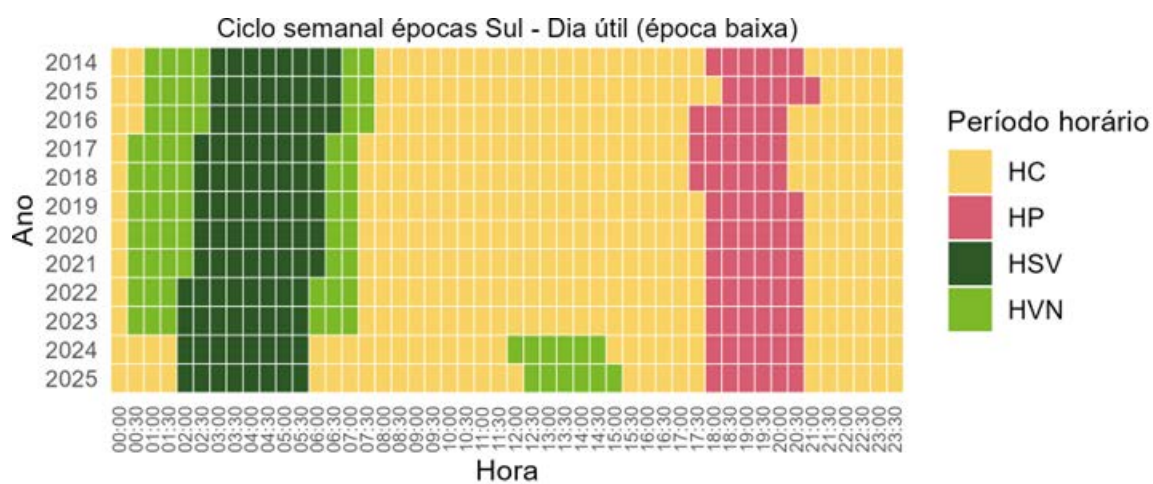
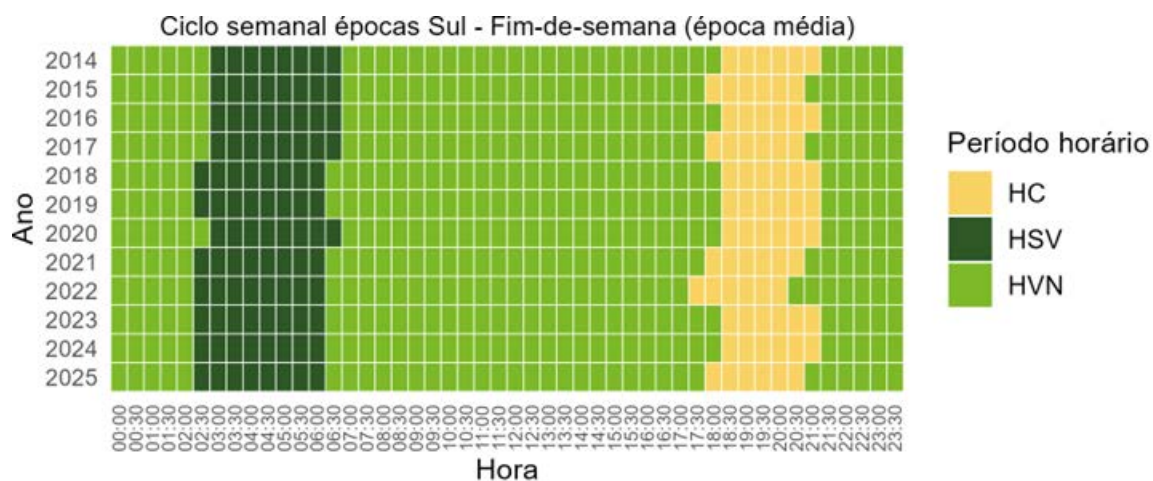
- Métrica Custo incremental das redes: Ciclo semanal por épocas – Centro



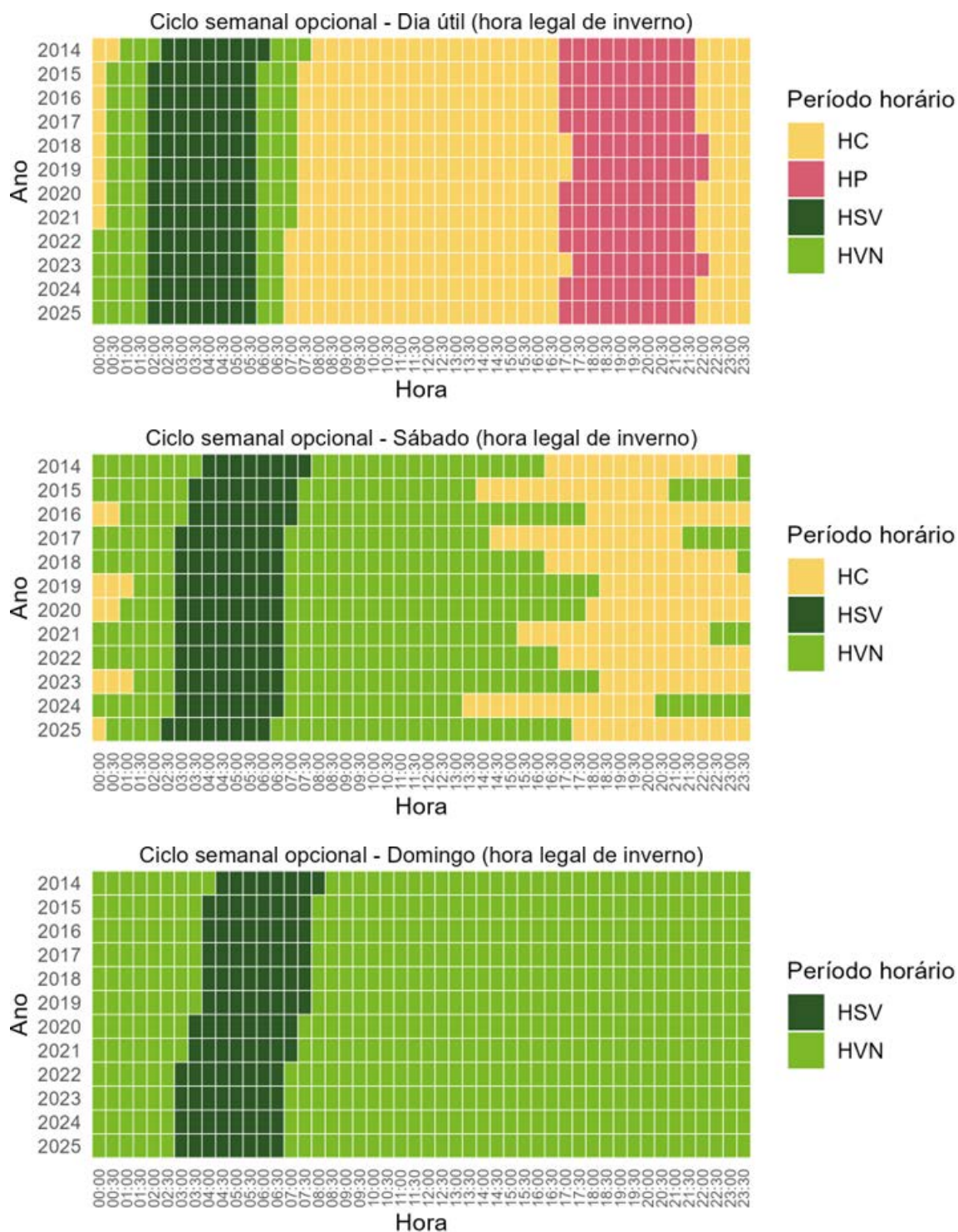


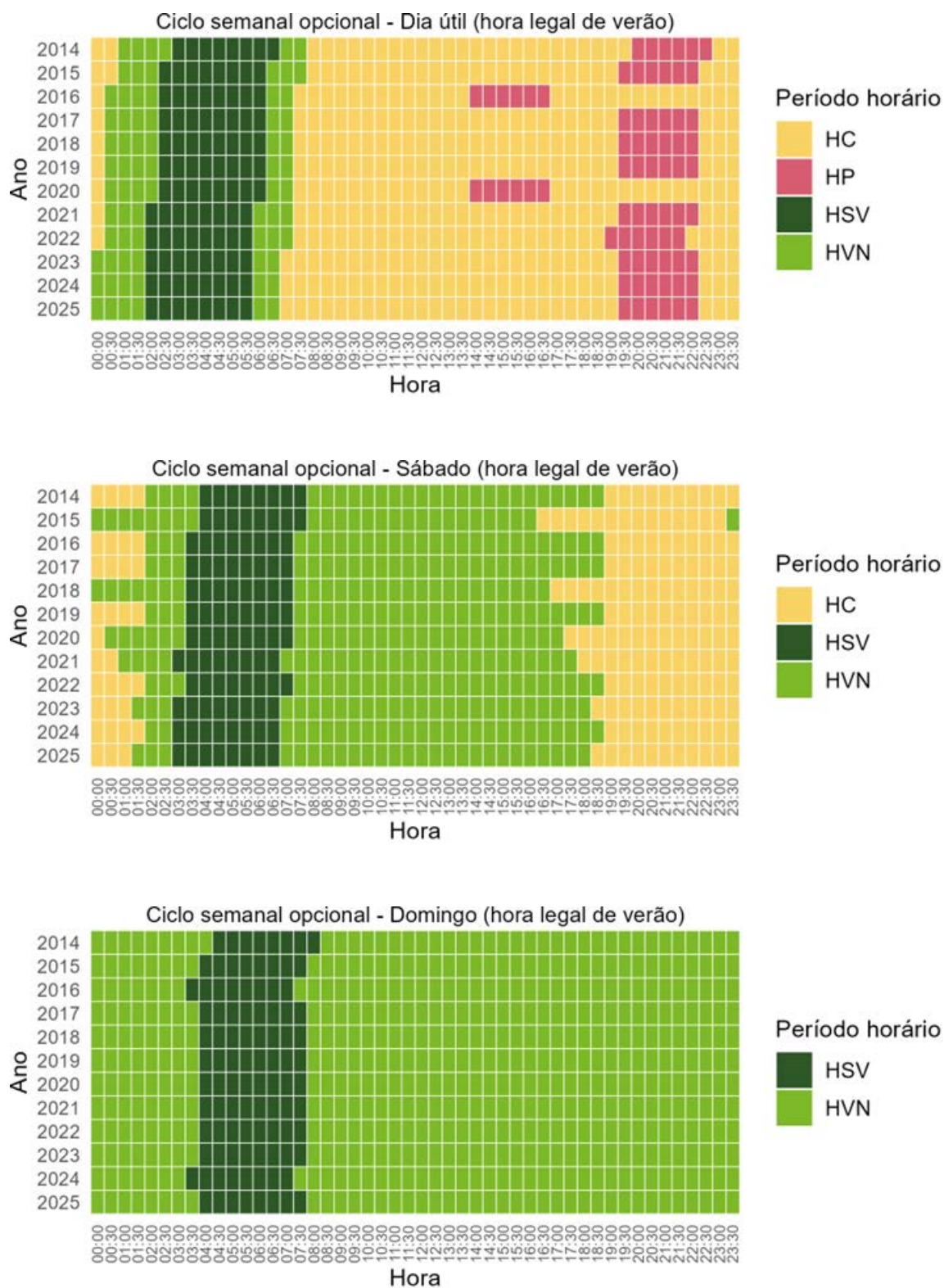
- Métrica Custo incremental das redes: Ciclo semanal por épocas - Sul





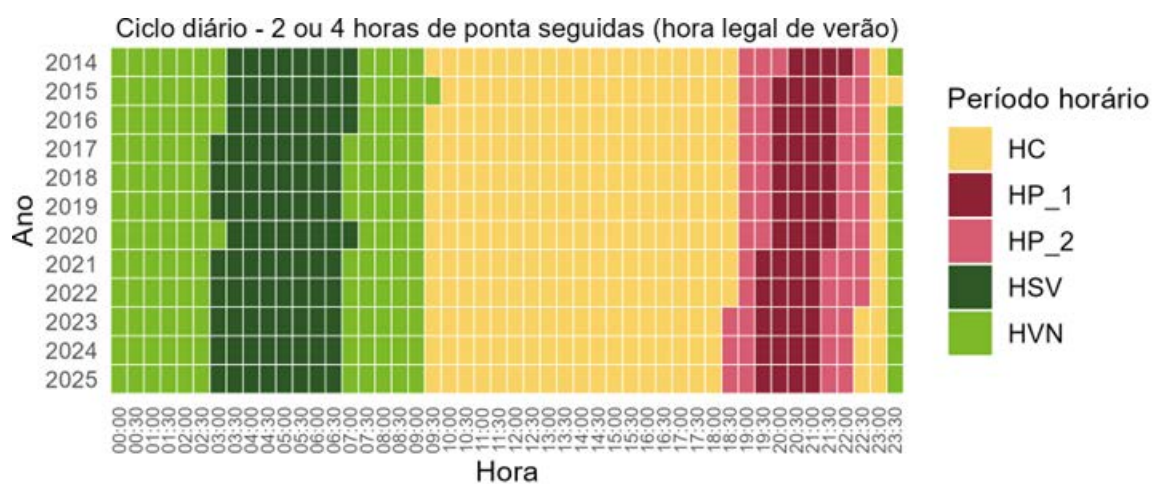
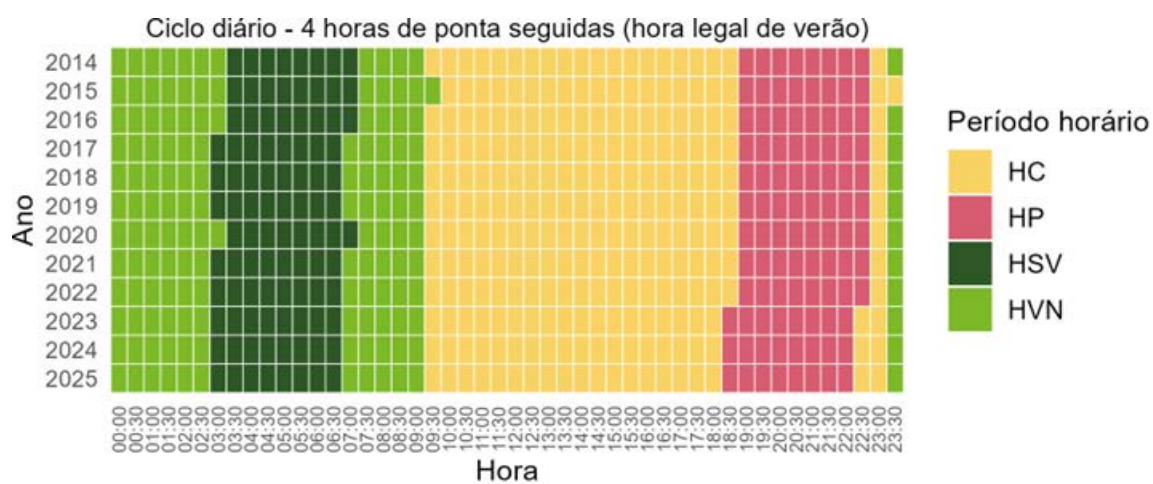
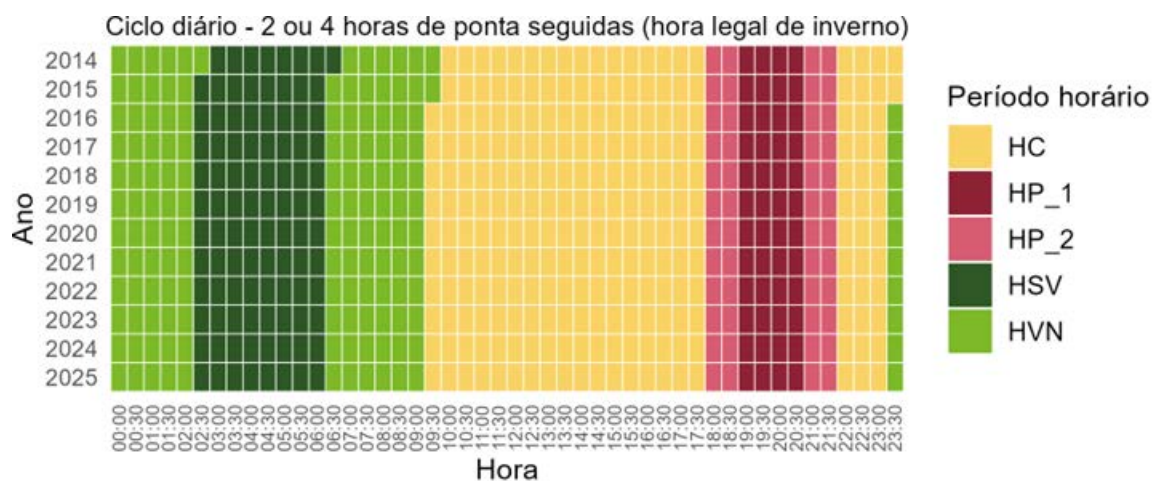
- Métrica Custo incremental das redes: Ciclo semanal opcional



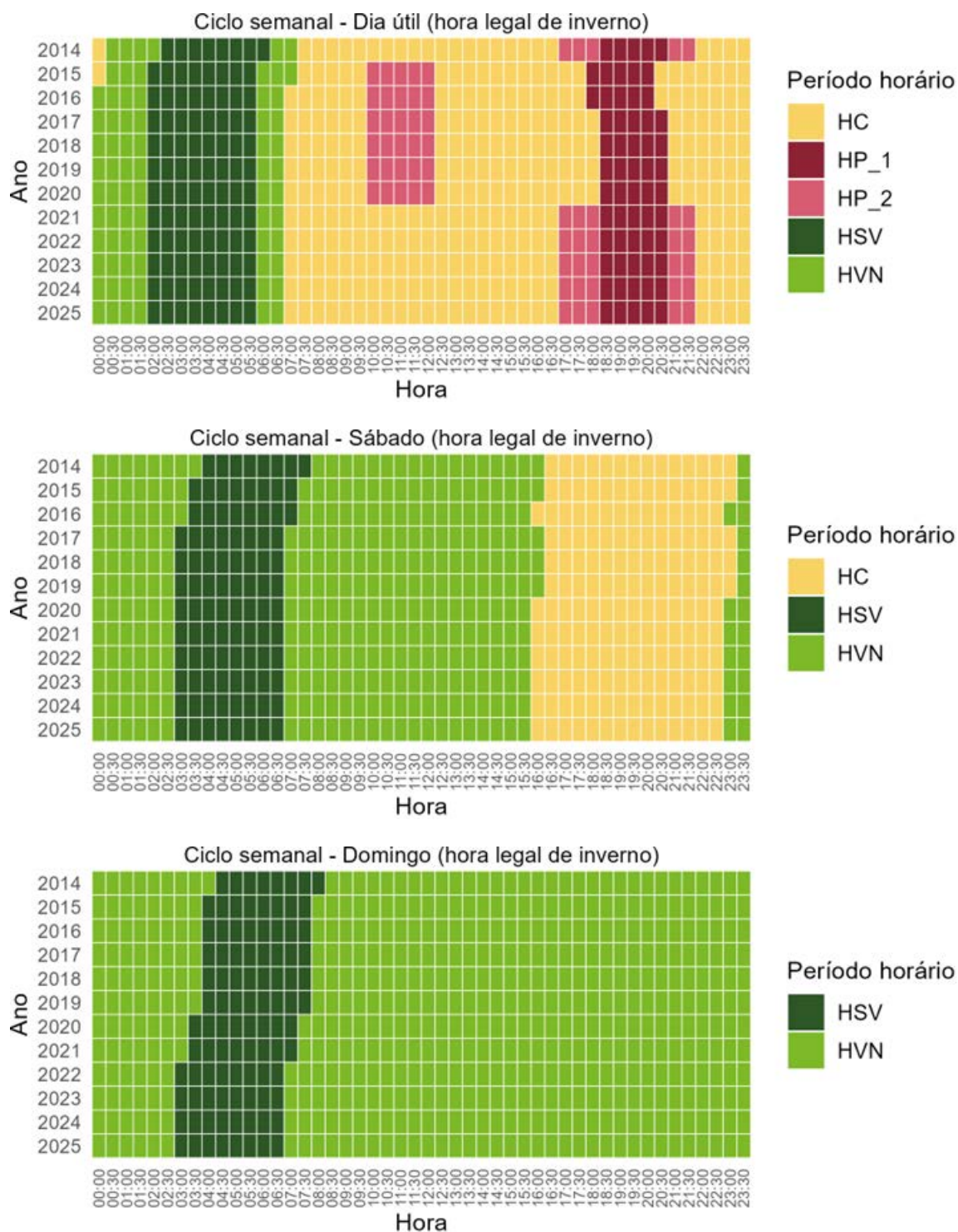


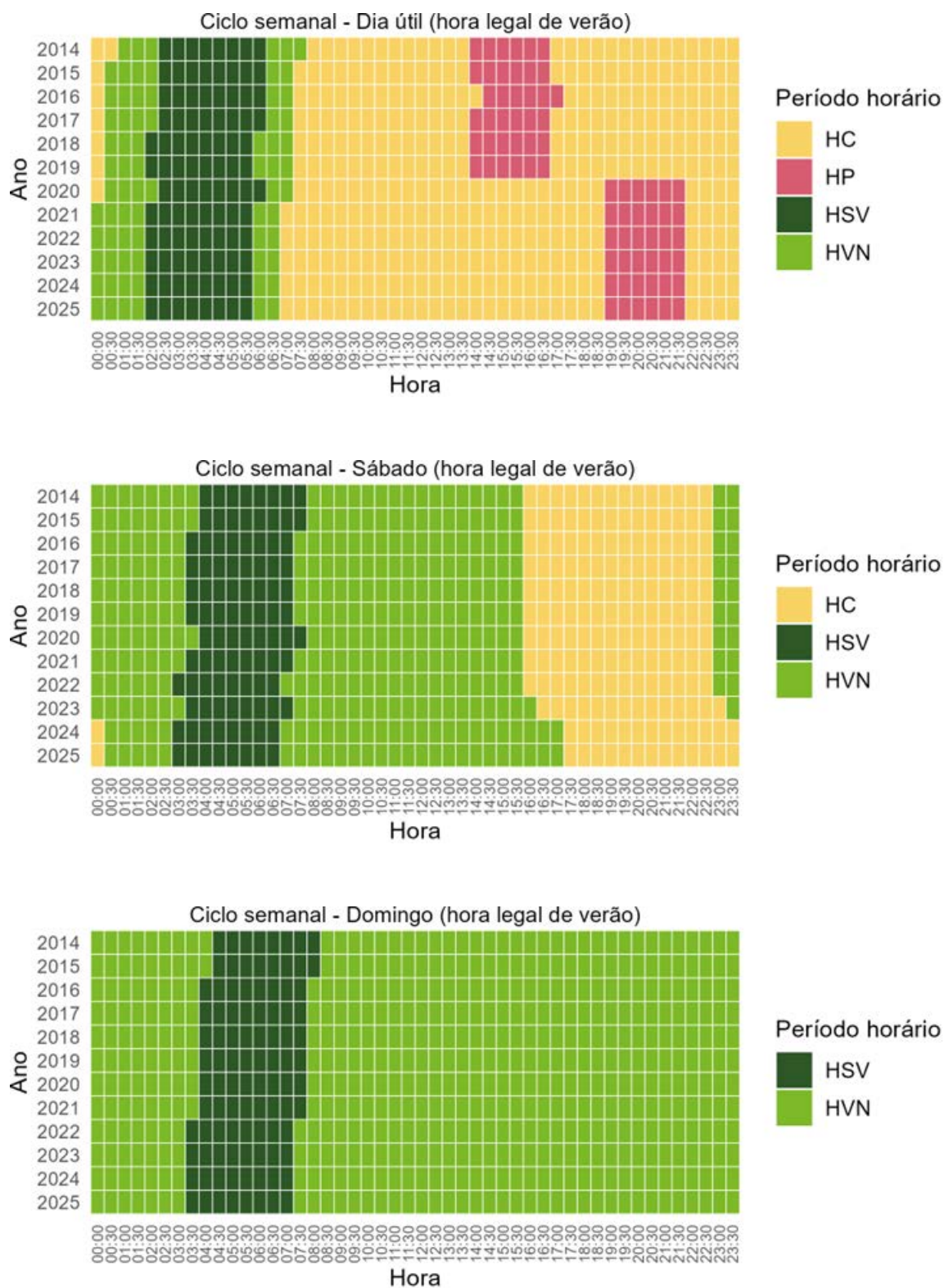
- Métrica Consumo: Ciclo diário



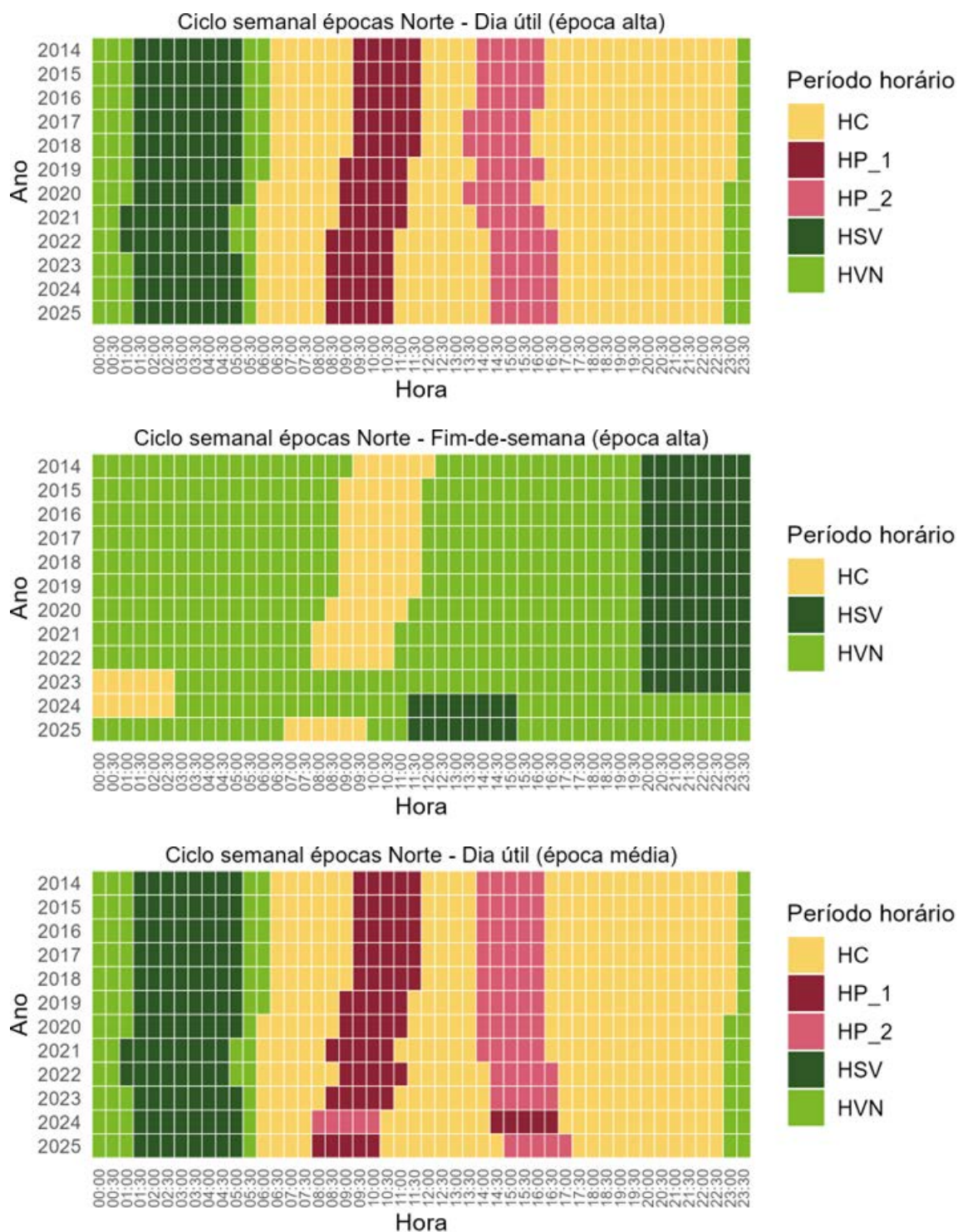


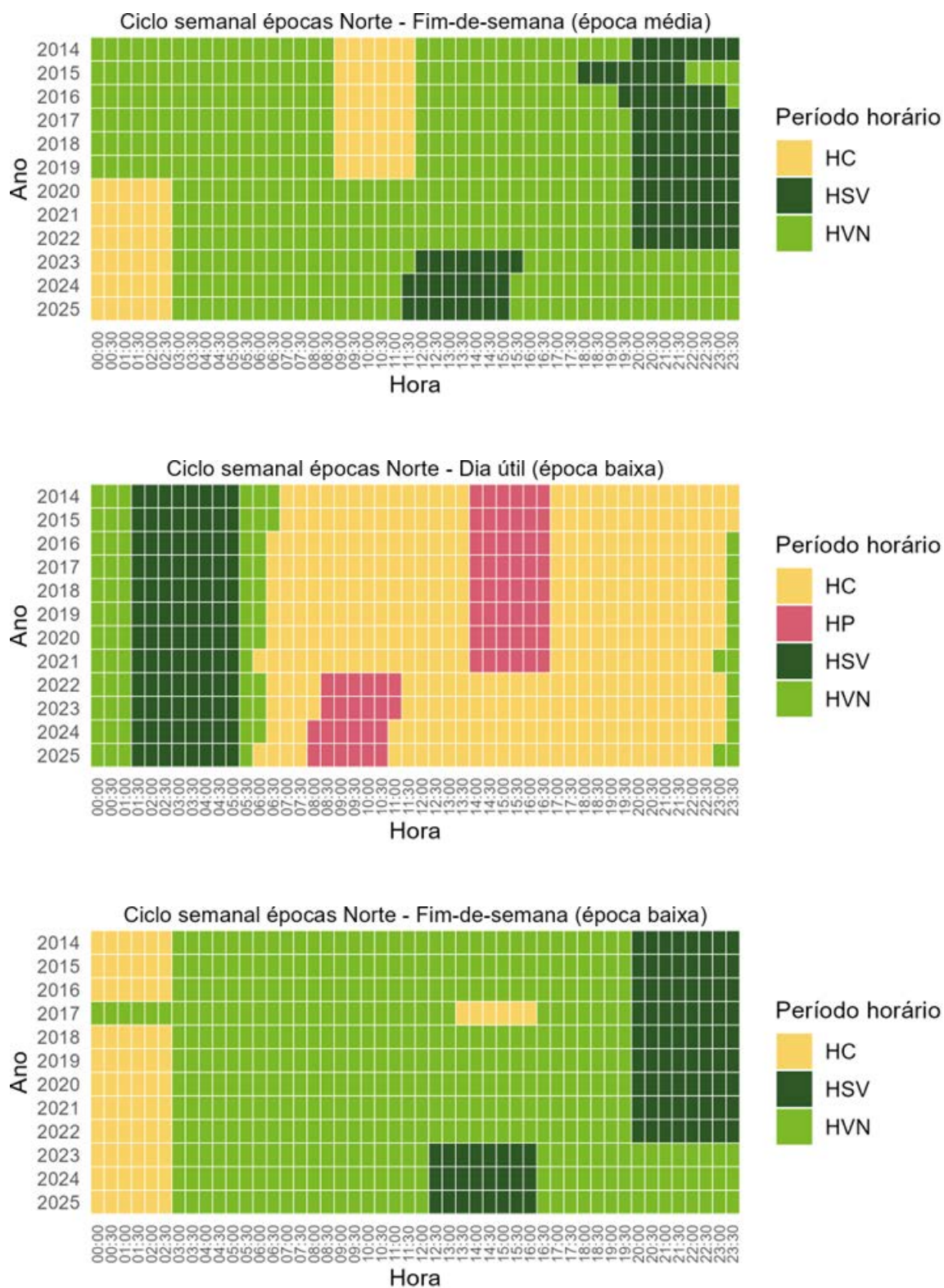
- Métrica Consumo: Ciclo semanal



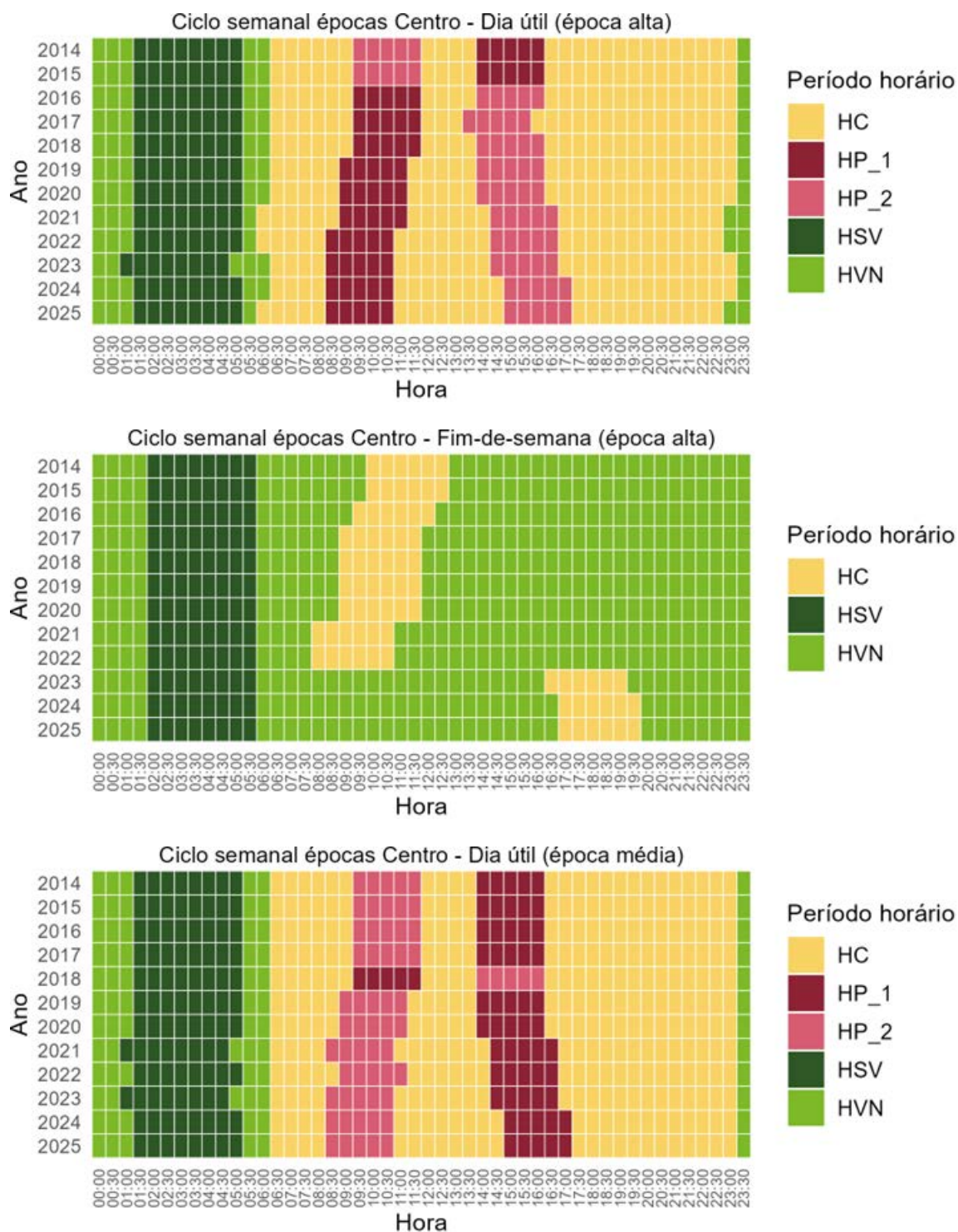


• Métrica Consumo: Ciclo semanal por épocas – Norte



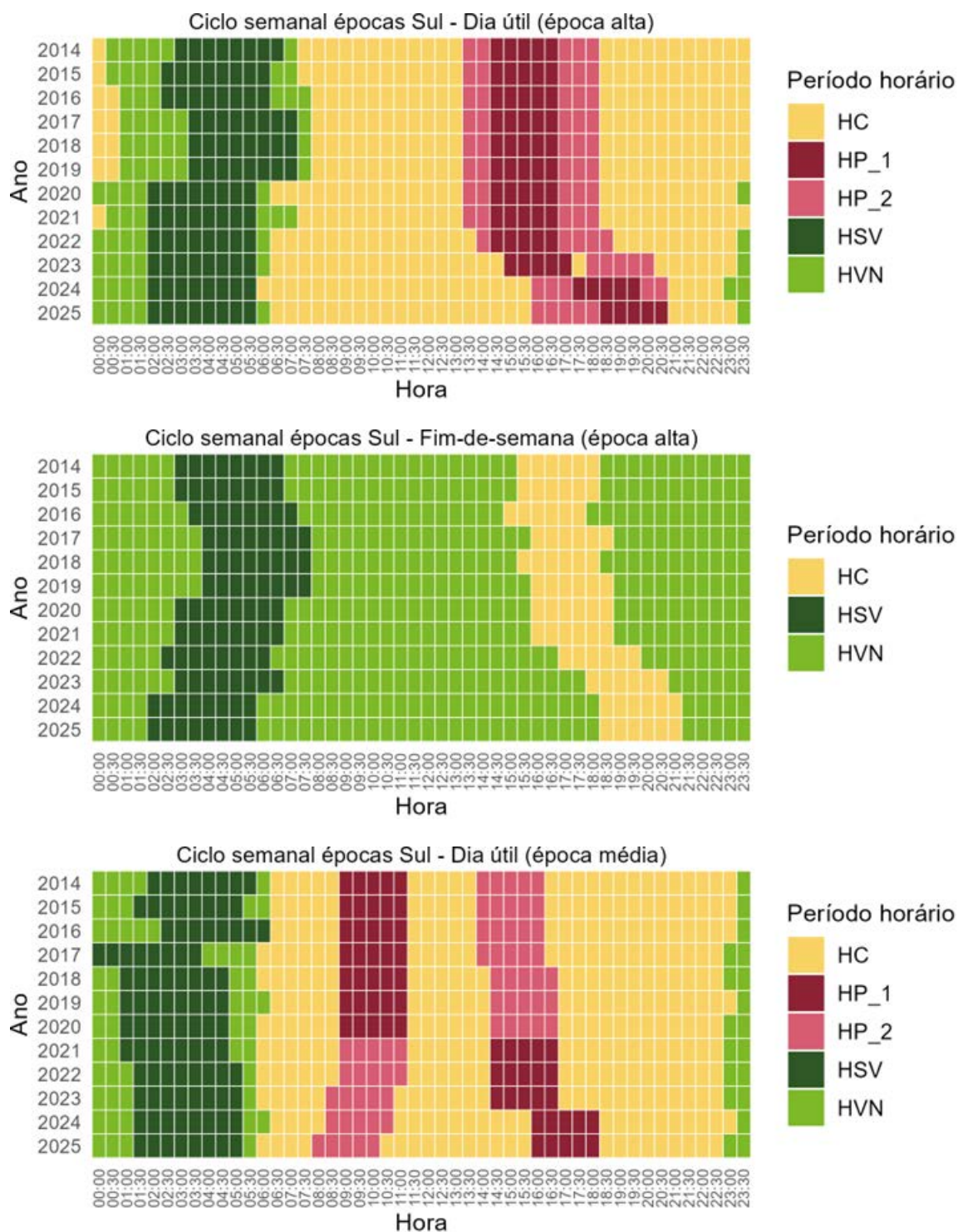


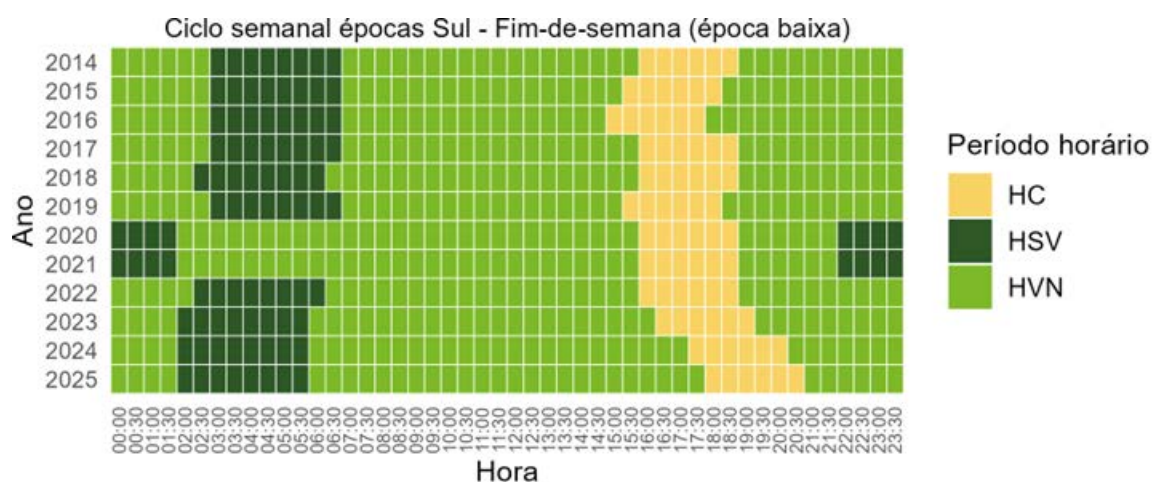
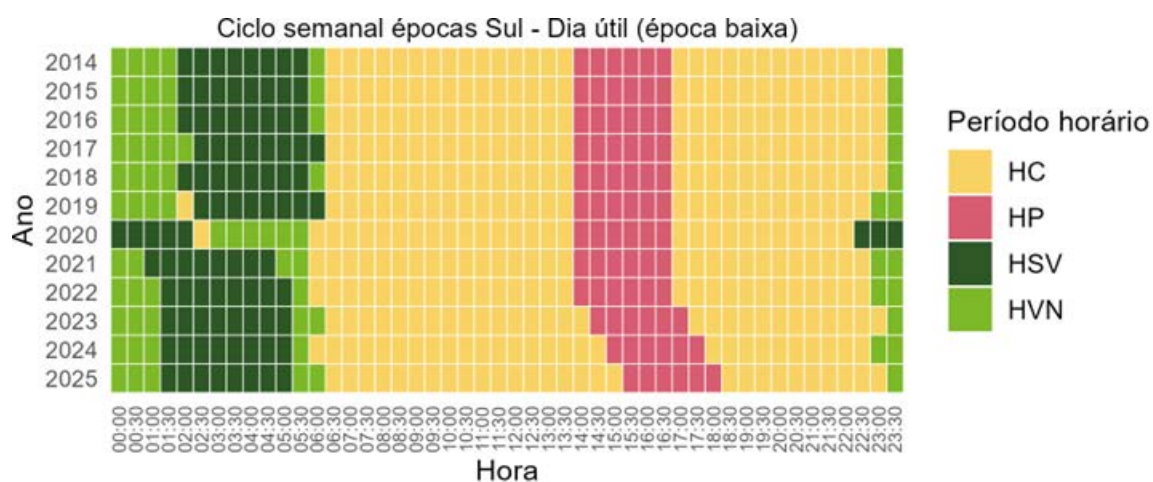
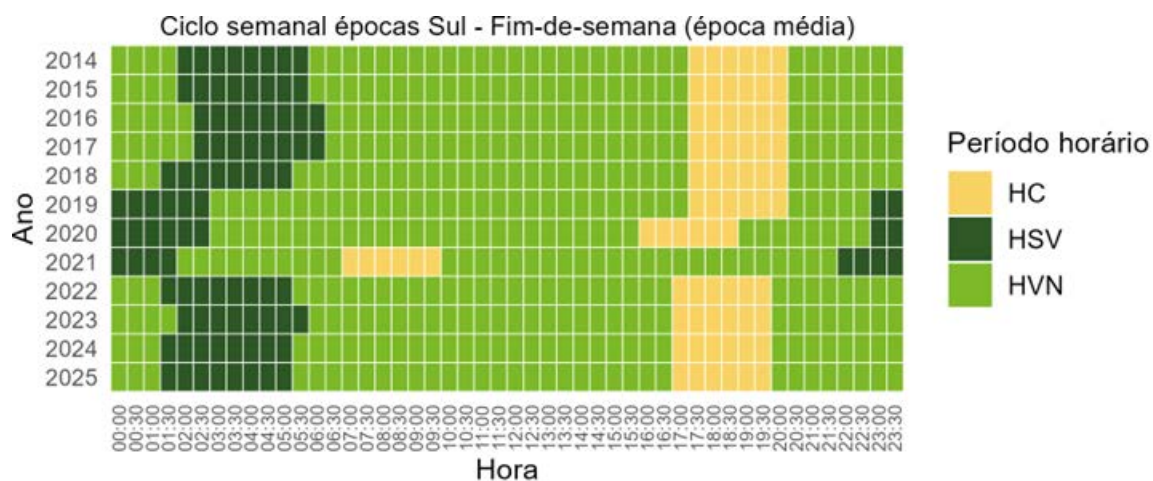
- Métrica Consumo: Ciclo semanal por épocas – Centro



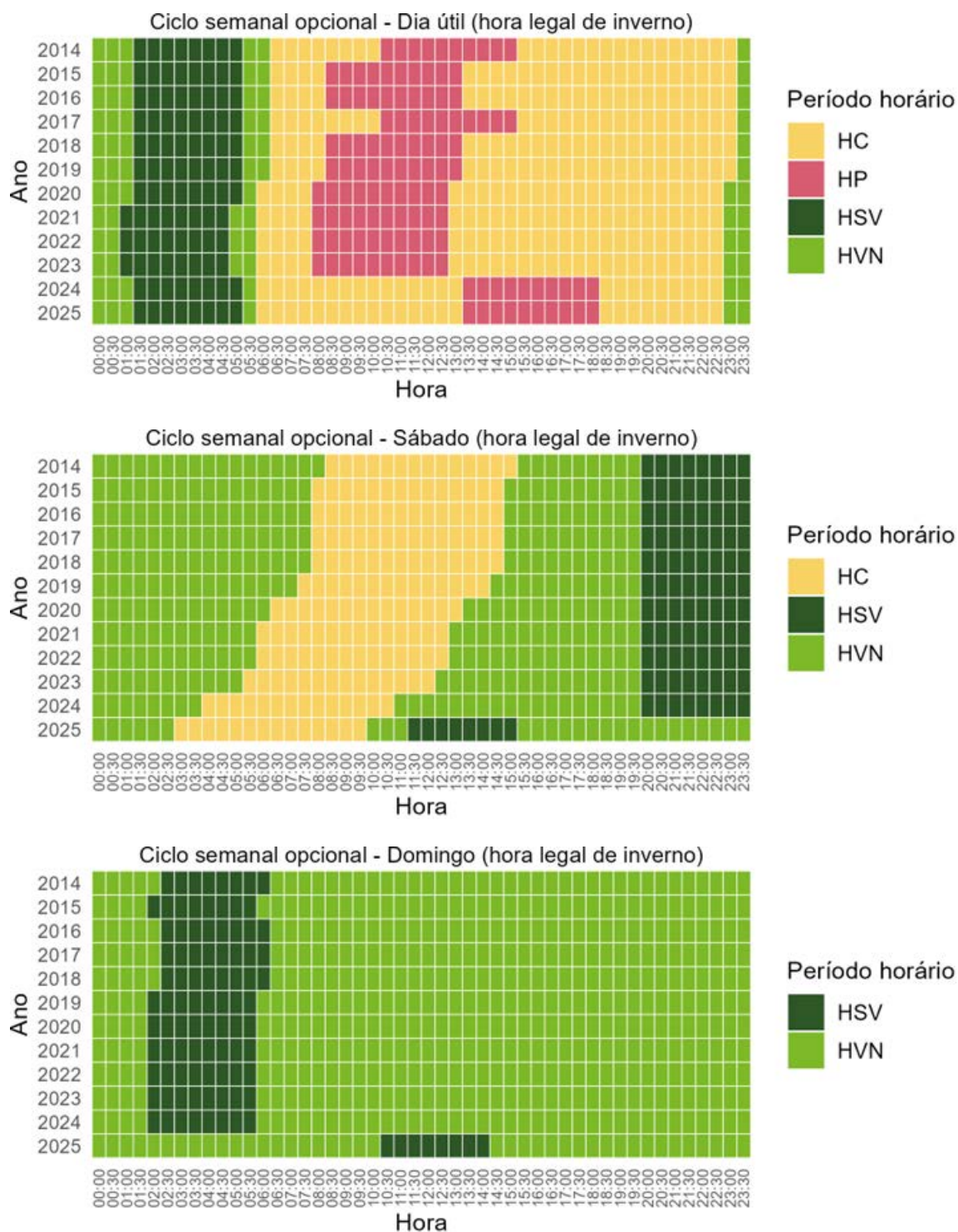


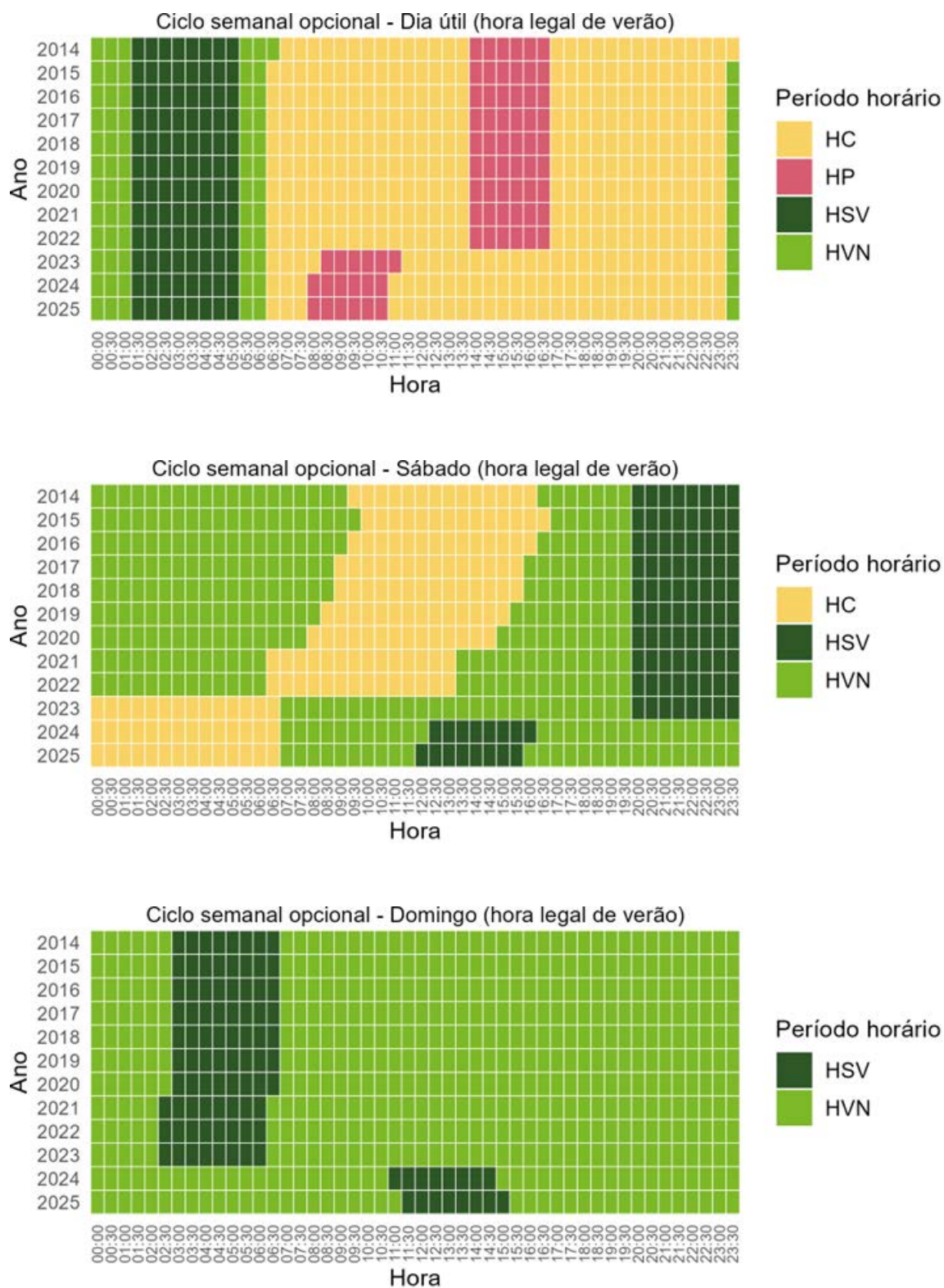
- Métrica Consumo: Ciclo semanal por épocas – Sul



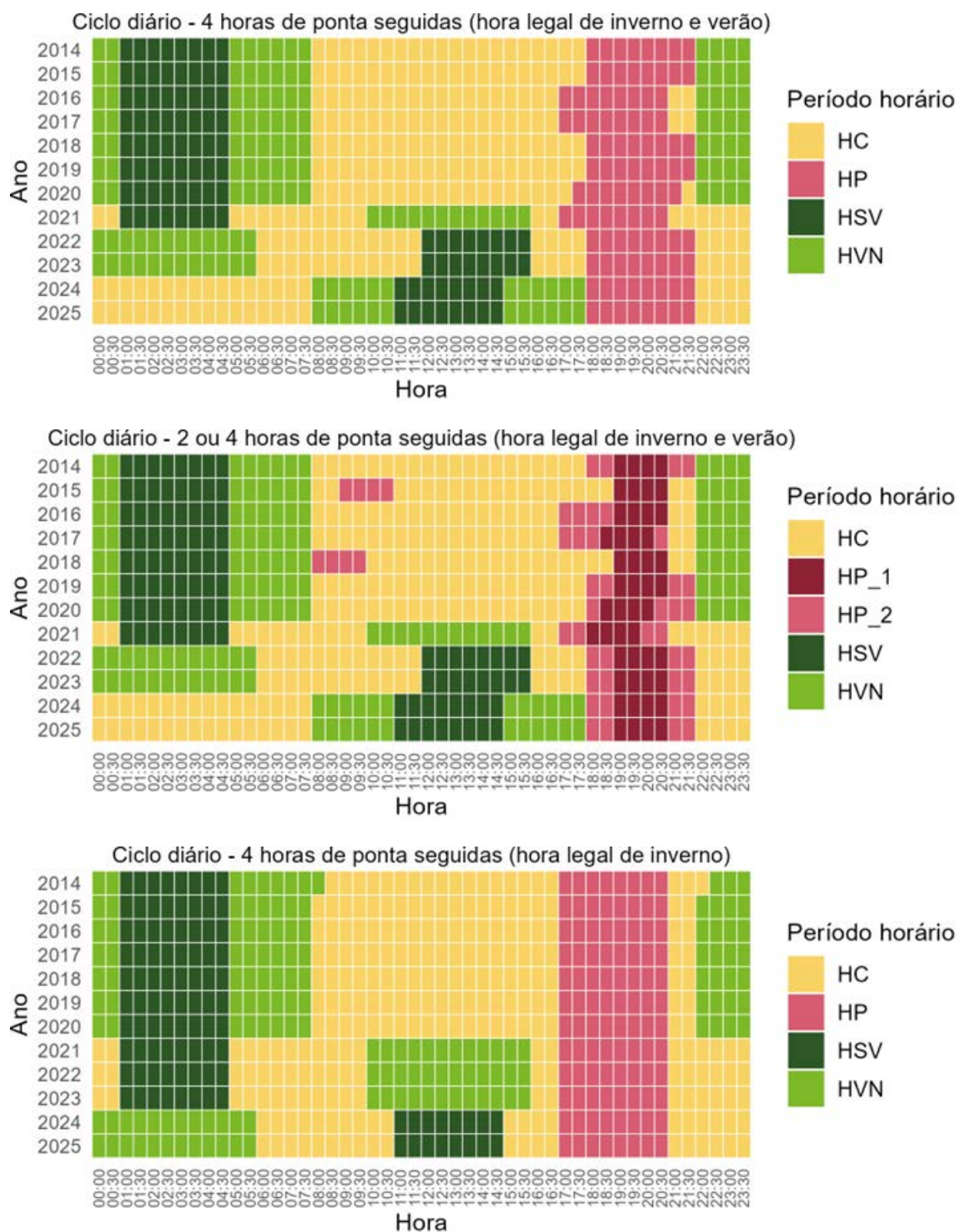


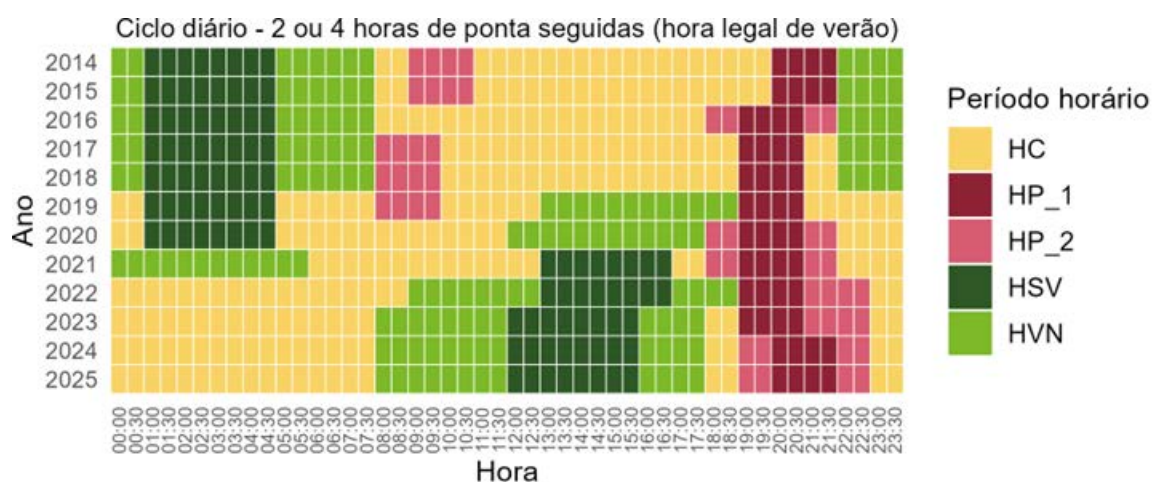
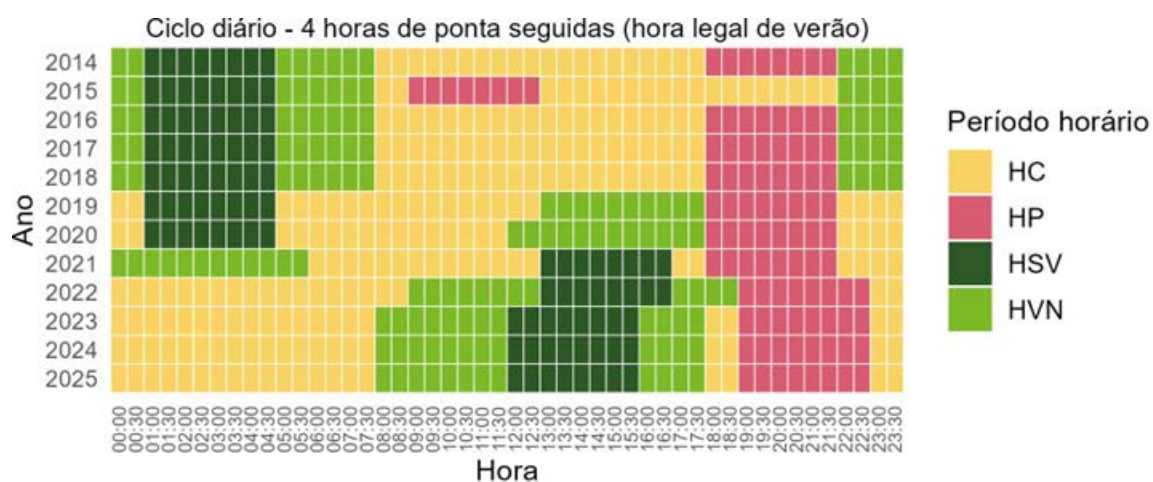
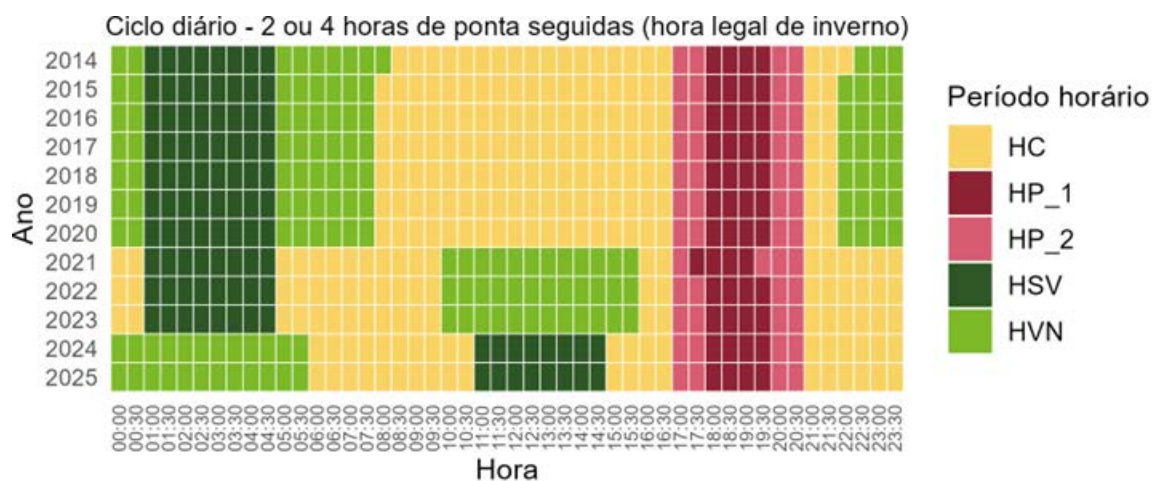
- Métrica Consumo: Ciclo semanal opcional



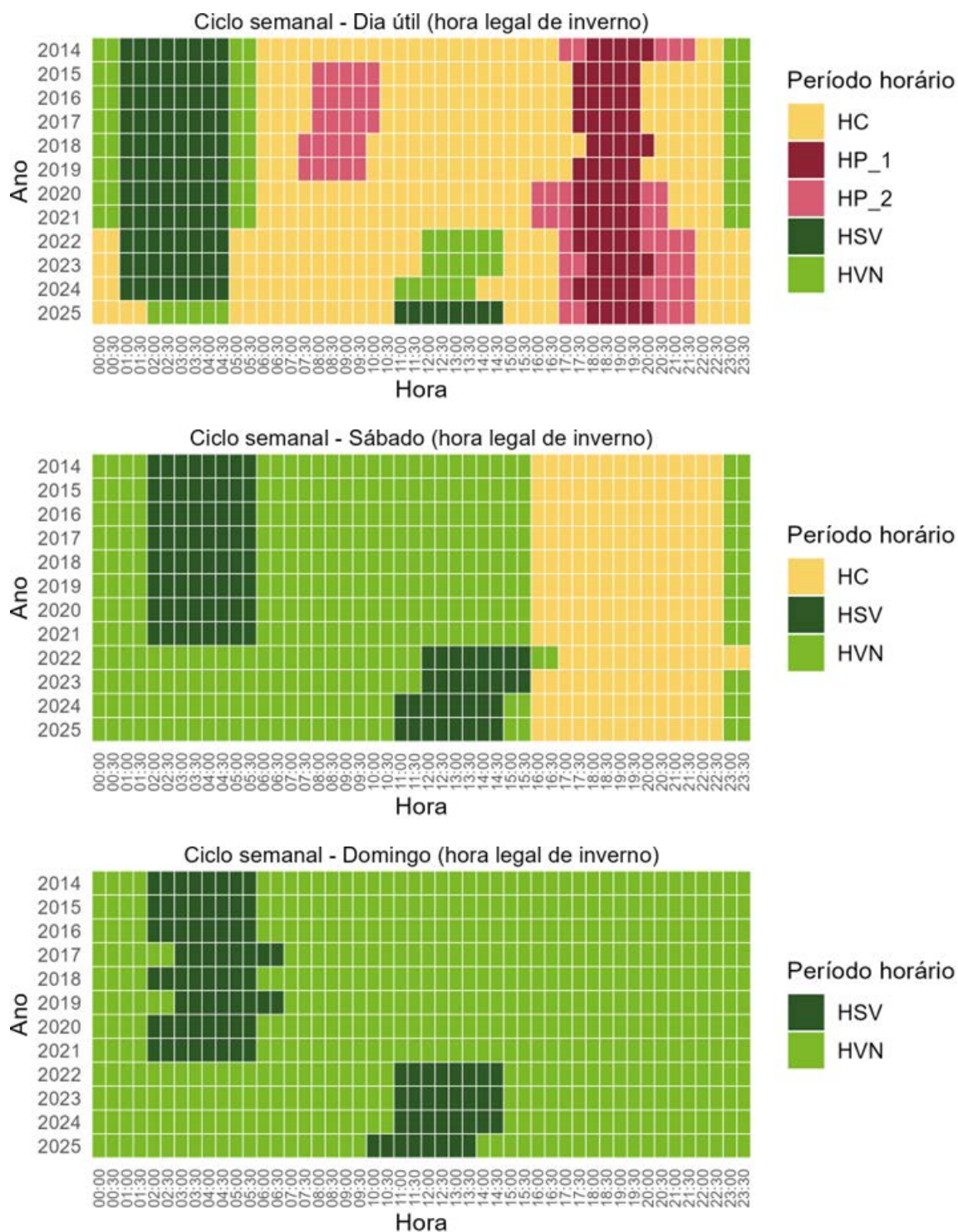


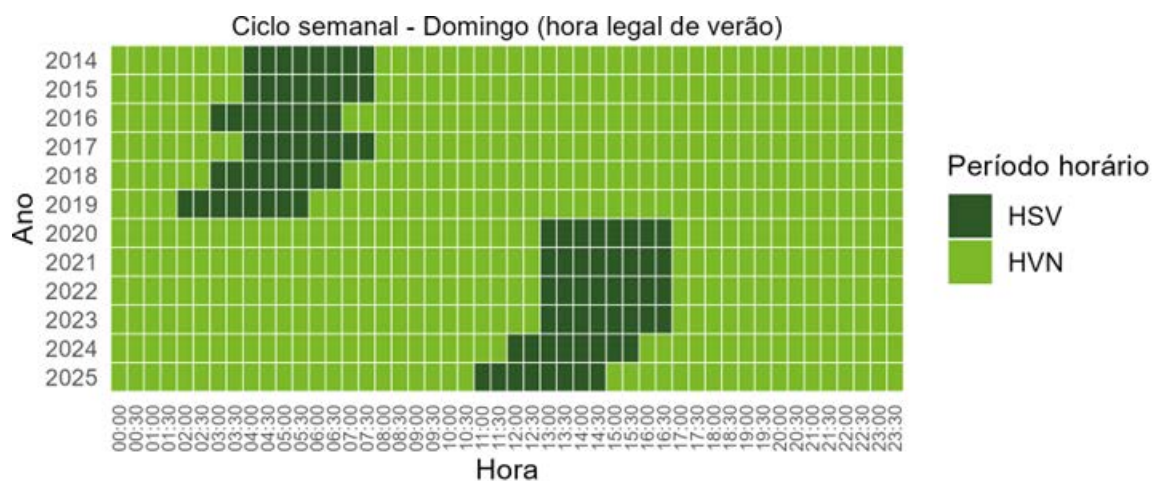
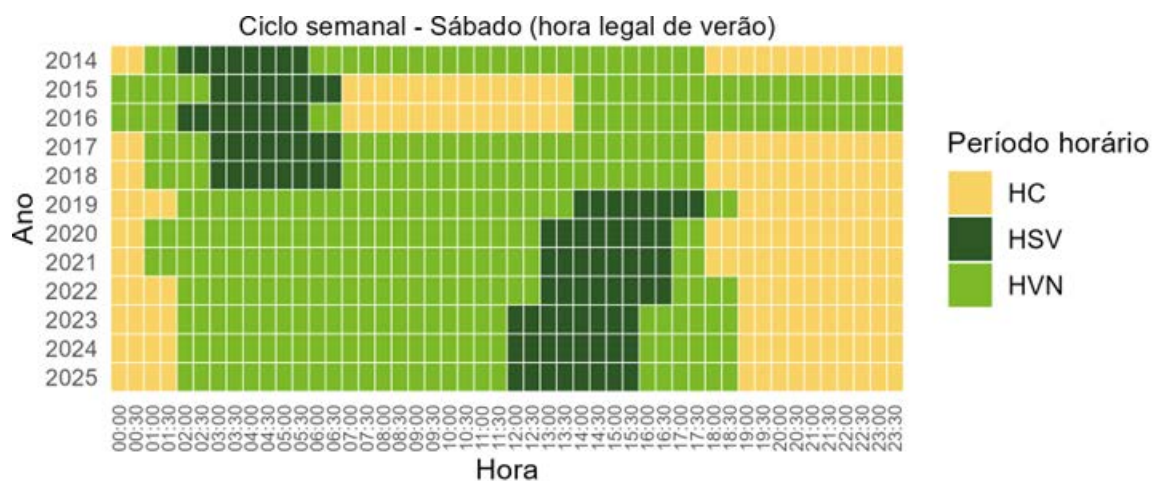
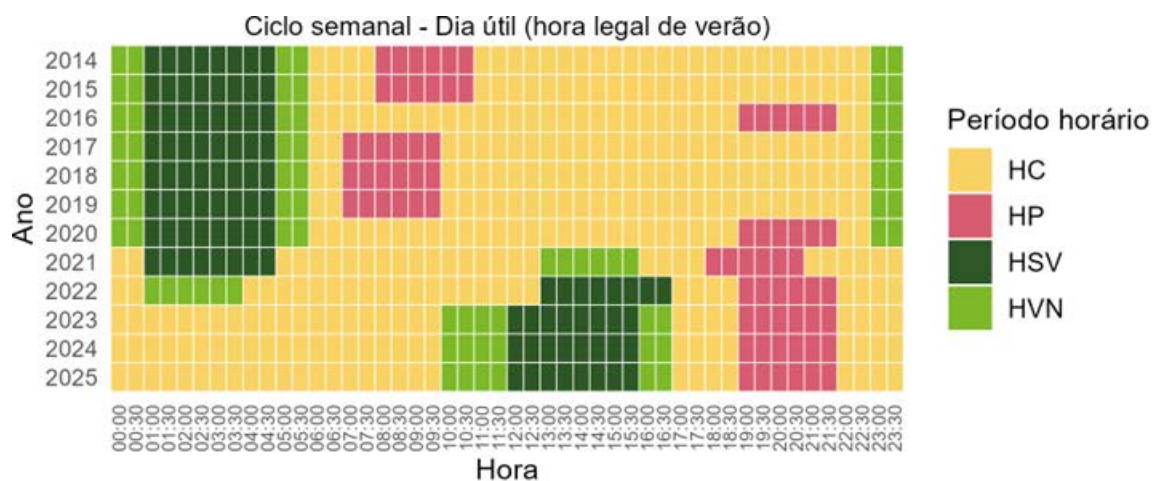
- Métrica preço MIBEL: Ciclo diário



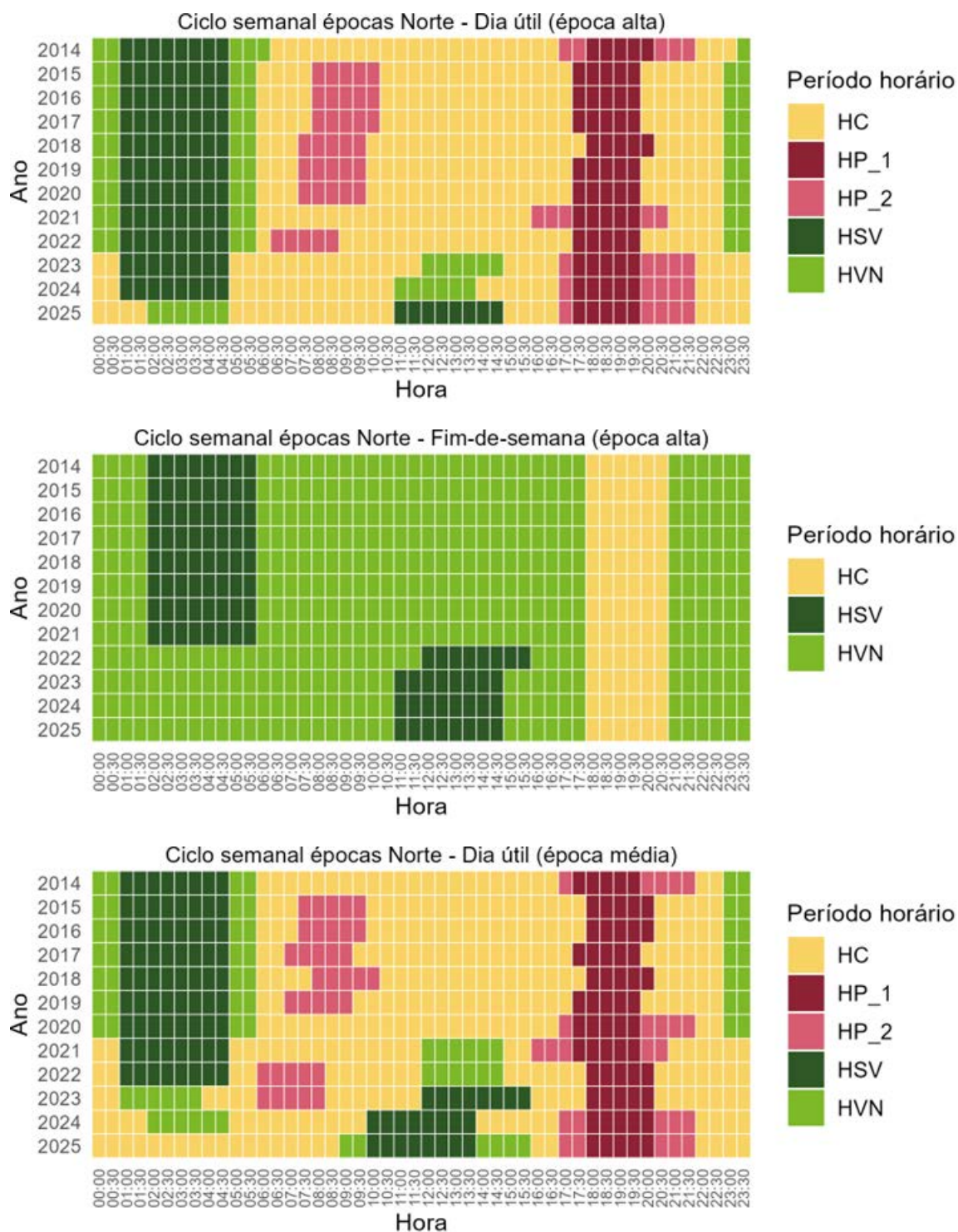


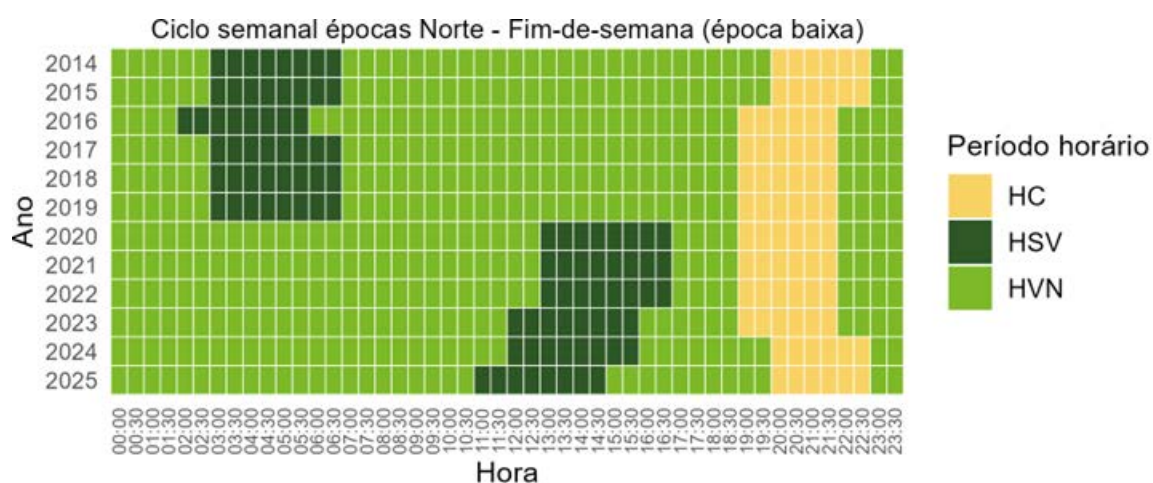
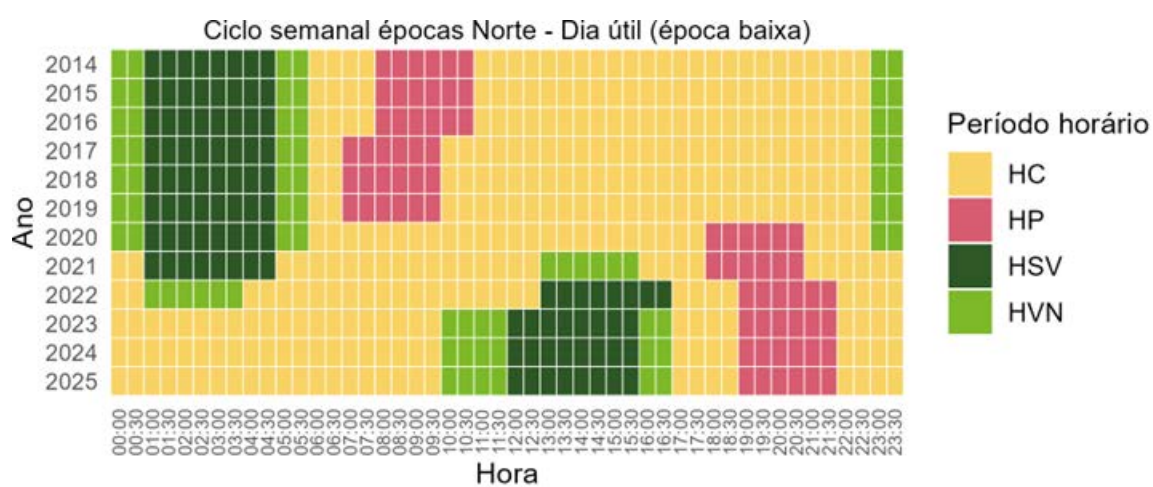
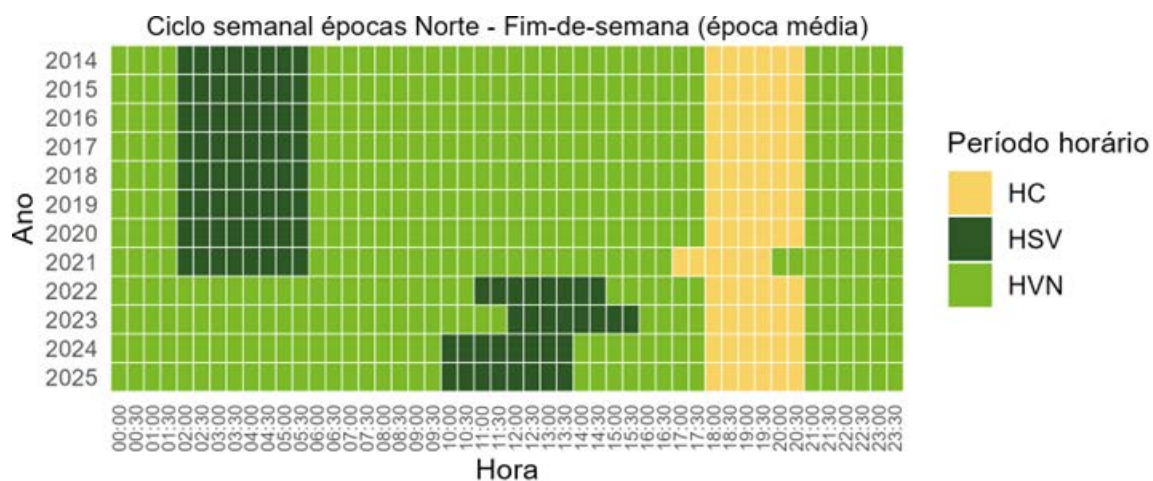
- Métrica preço MIBEL: Ciclo semanal



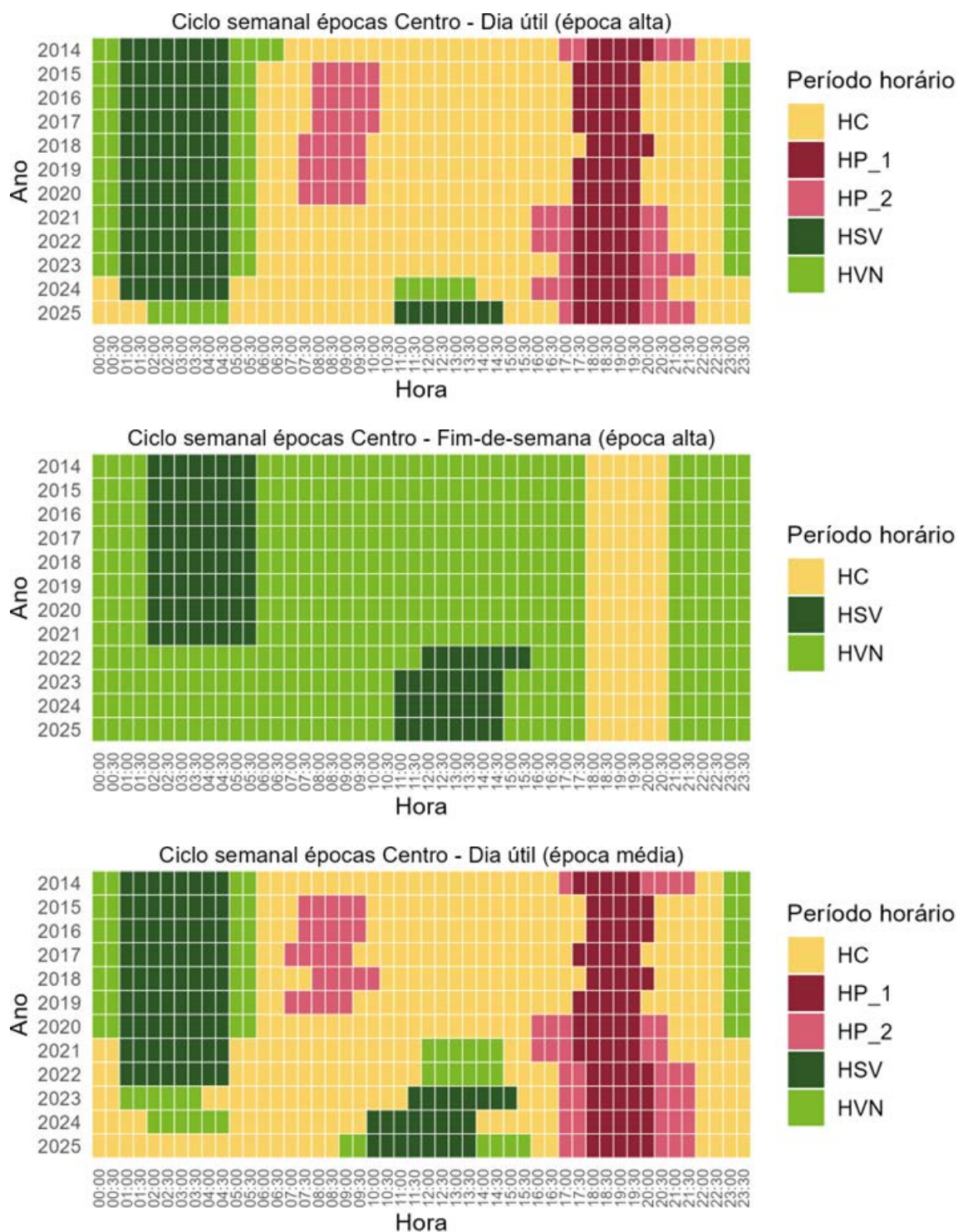


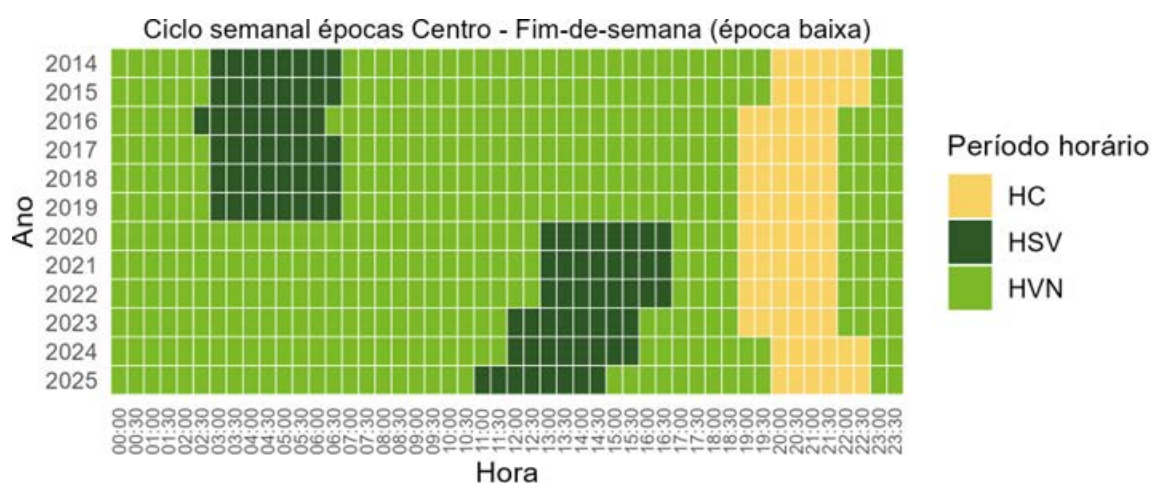
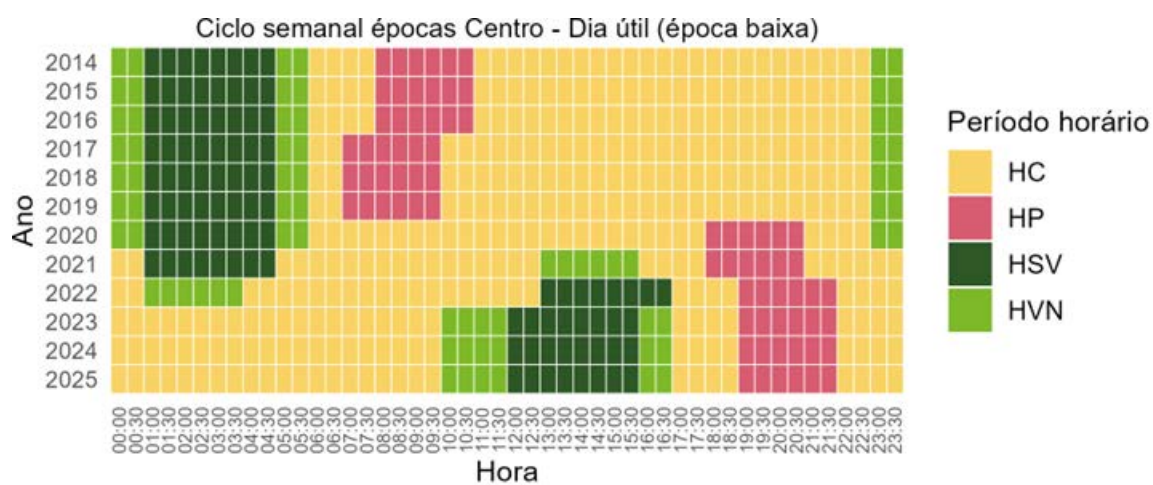
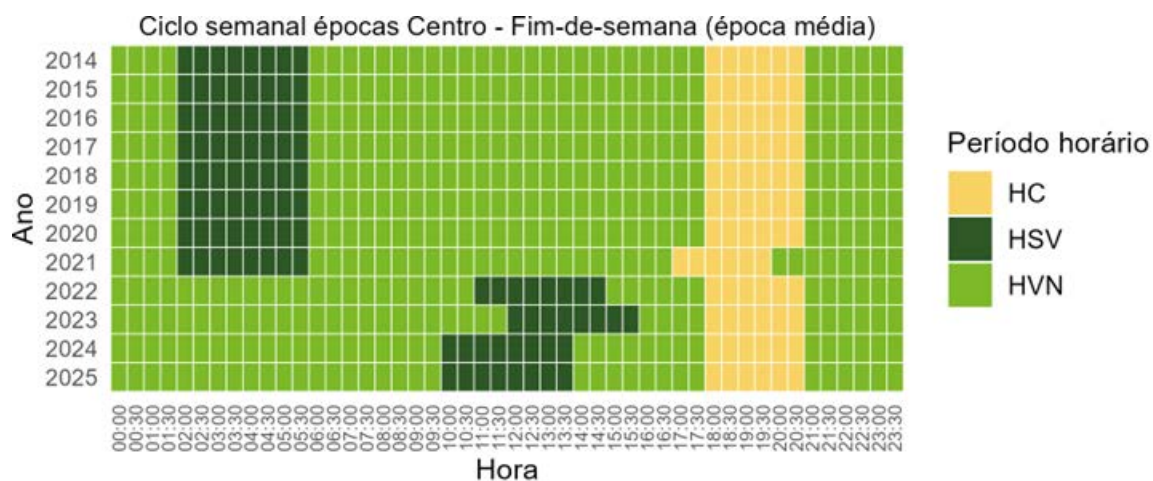
- Métrica preço MIBEL: Ciclo semanal por épocas – Norte





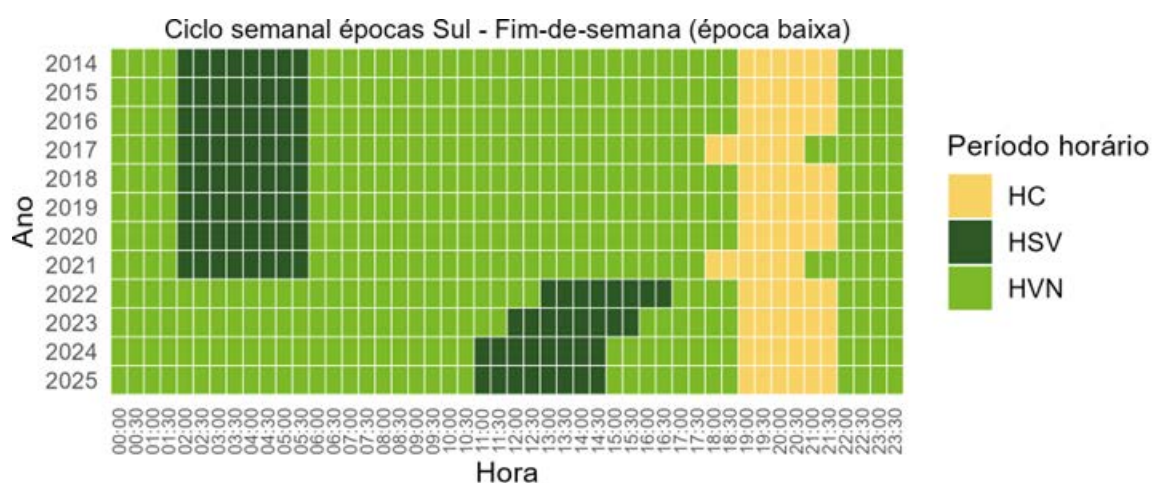
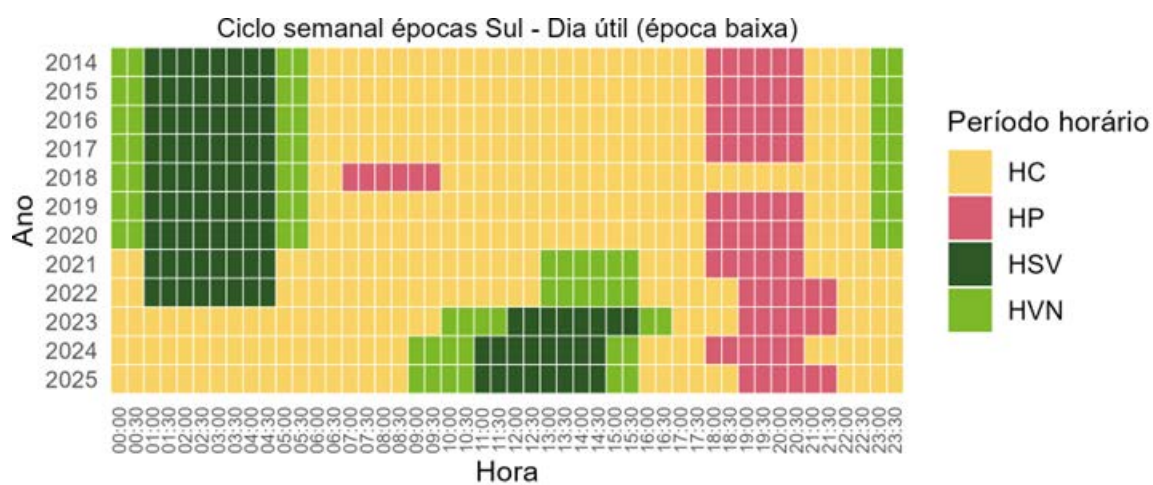
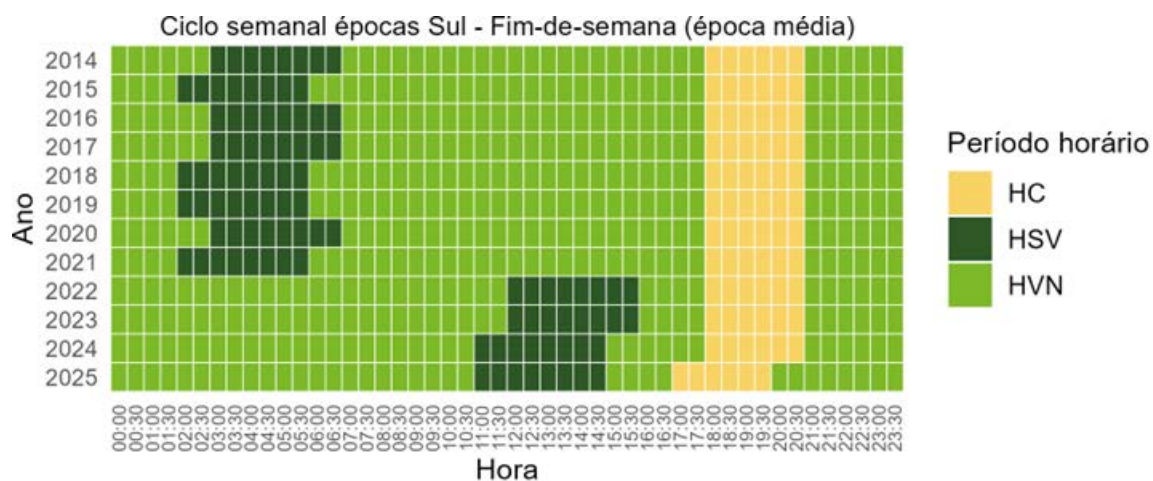
- Métrica preço MIBEL: Ciclo semanal por épocas – Centro



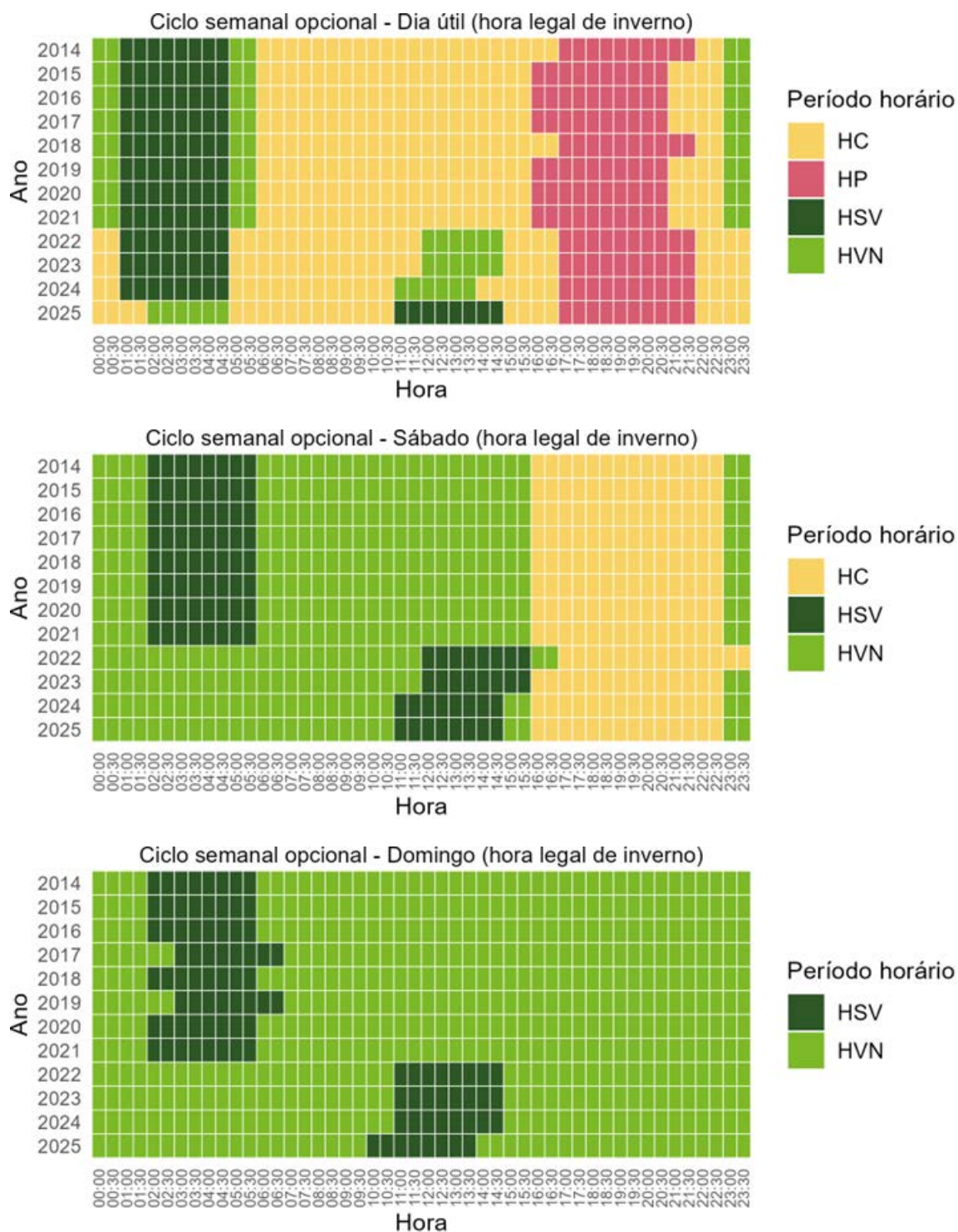


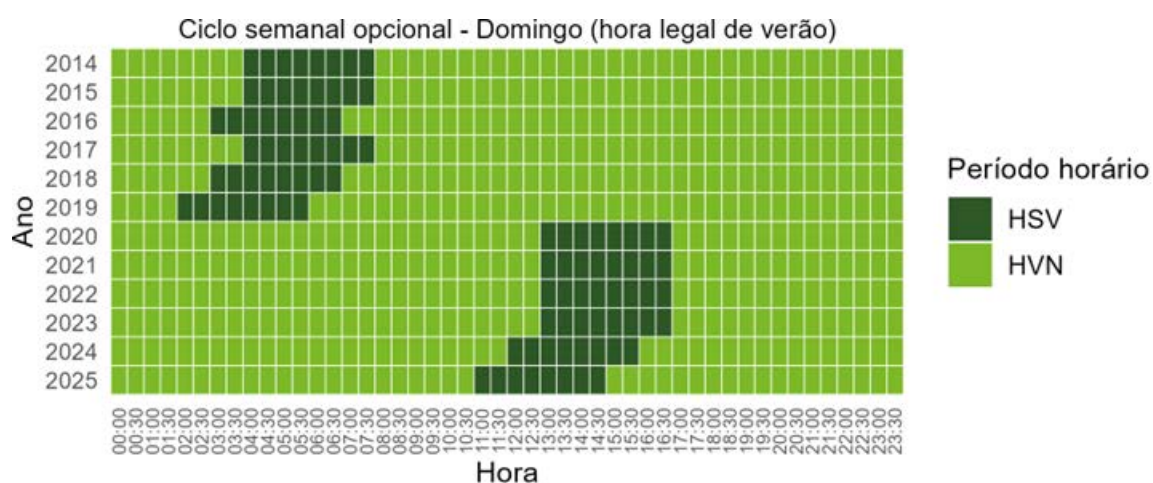
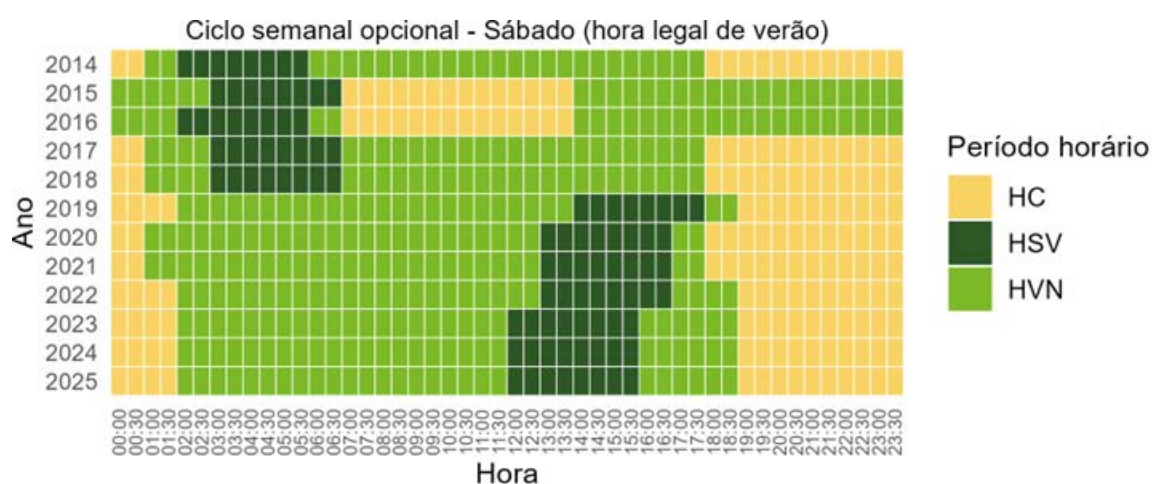
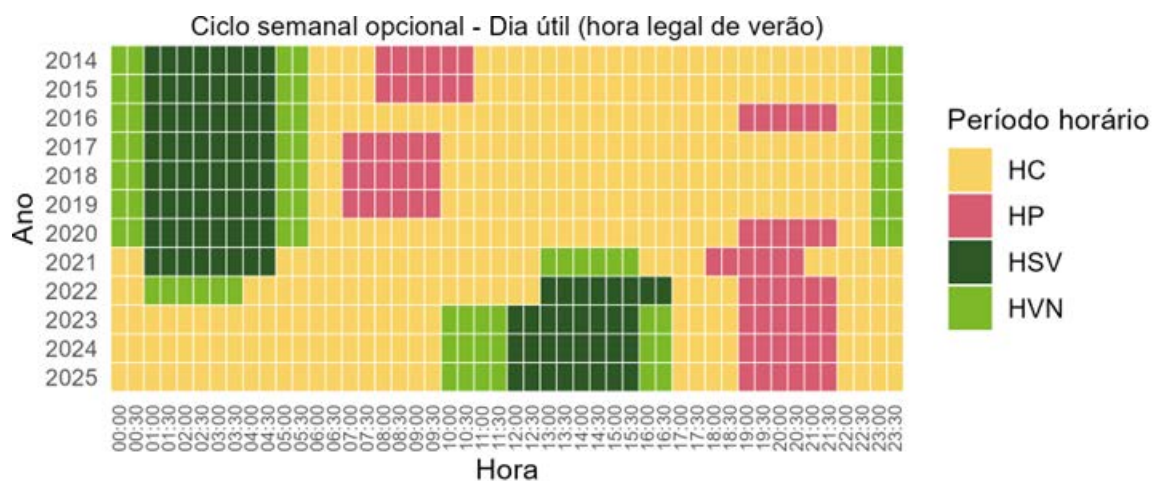
- Métrica preço MIBEL: Ciclo semanal por épocas – Sul



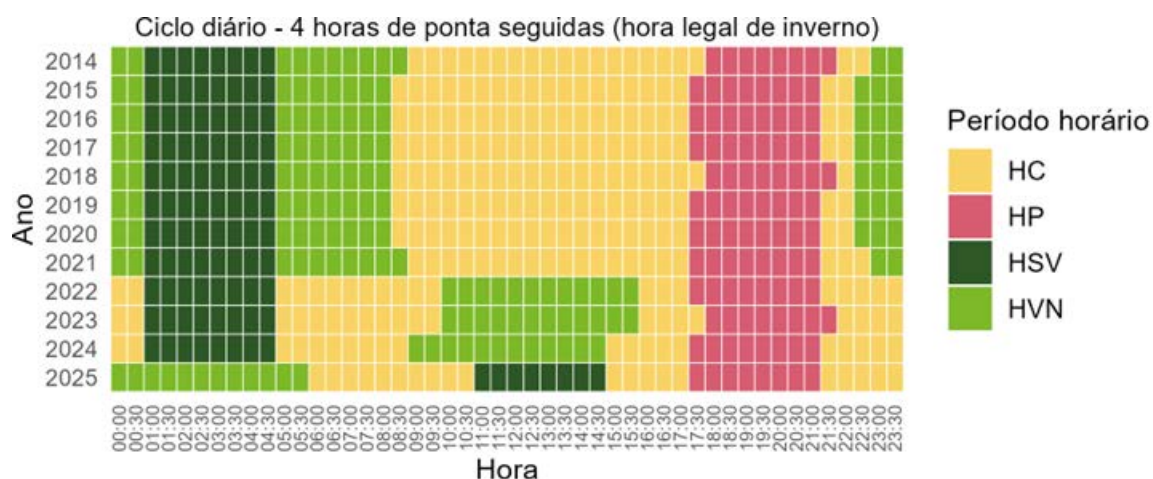
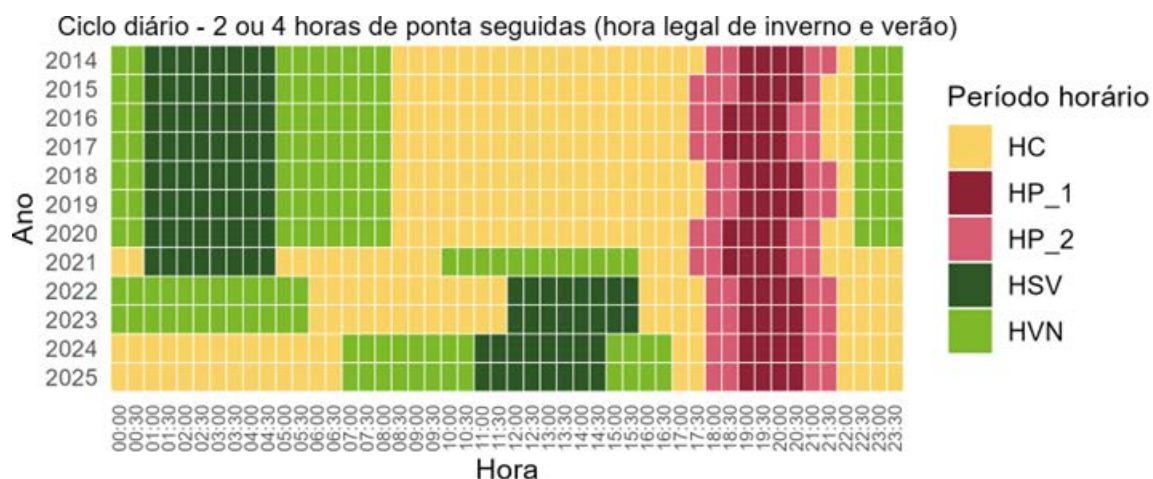
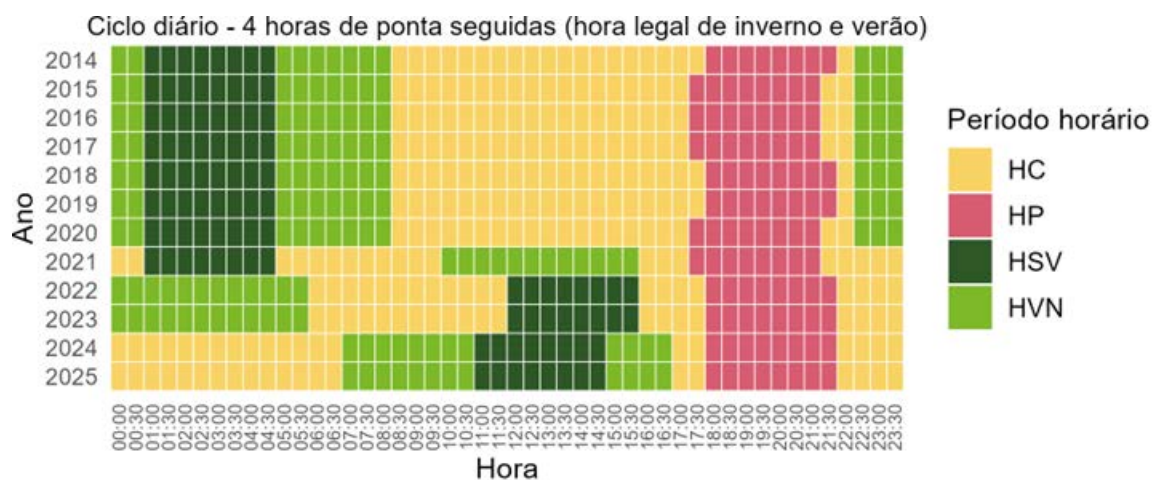


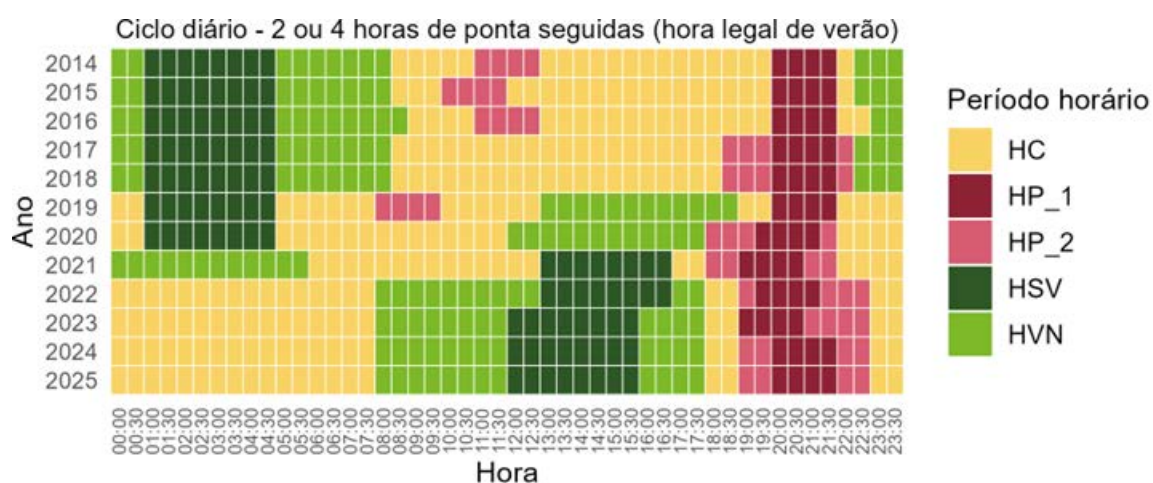
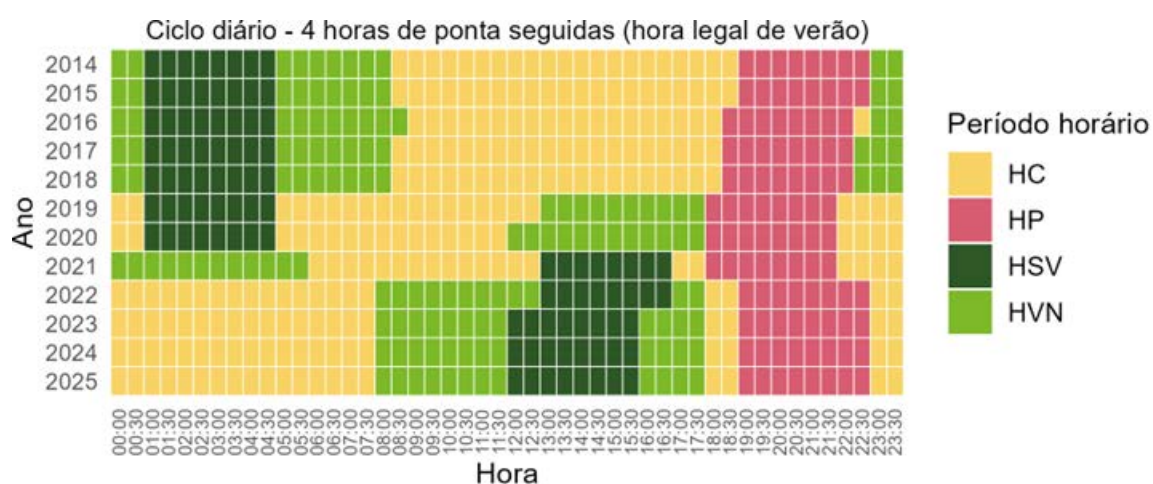
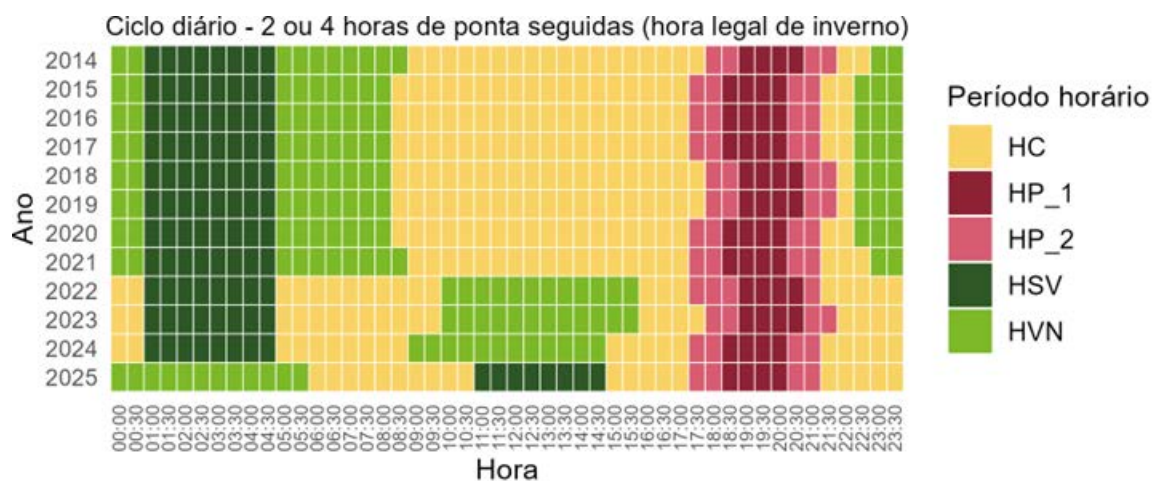
- Métrica preço MIBEL: Ciclo semanal opcional



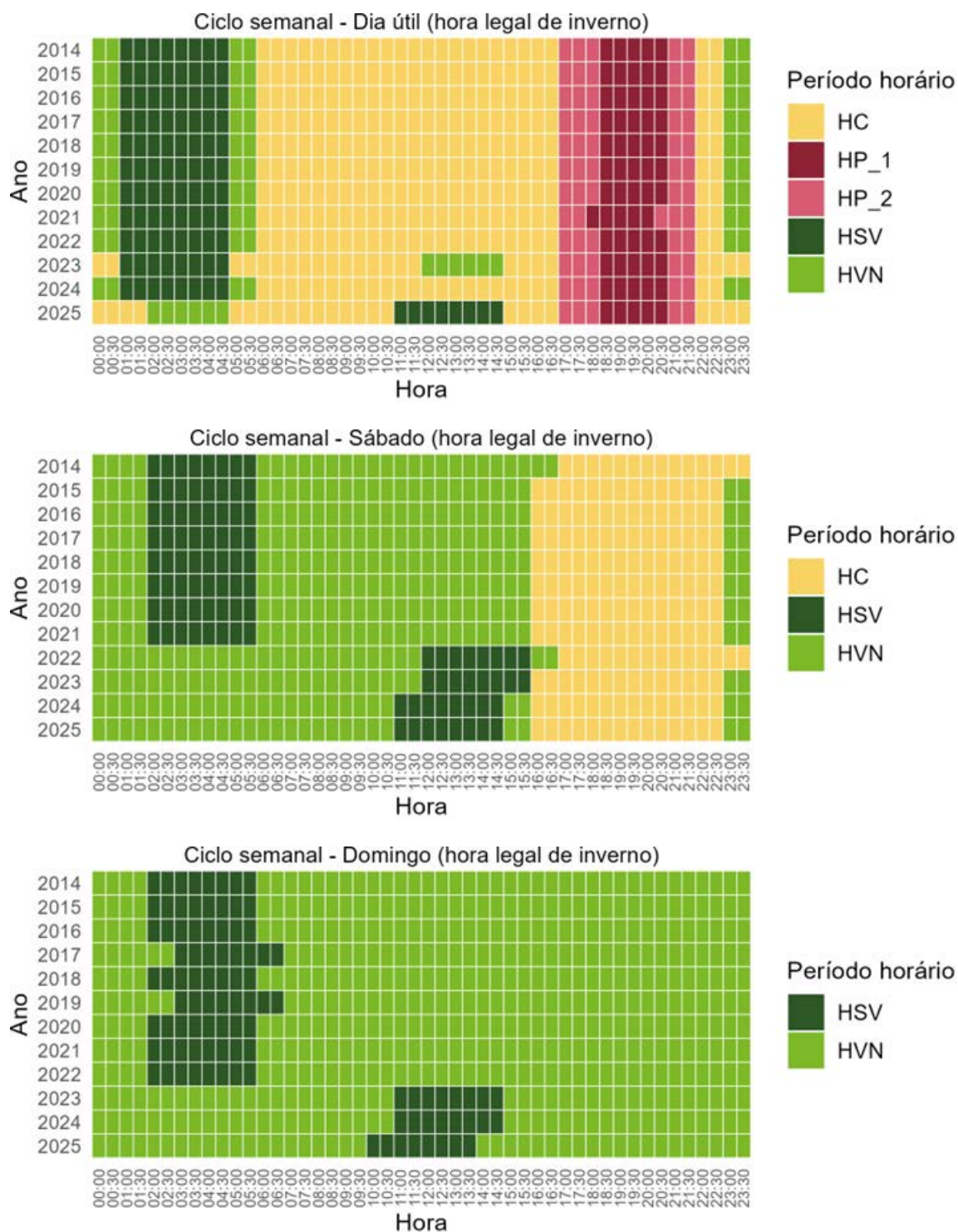


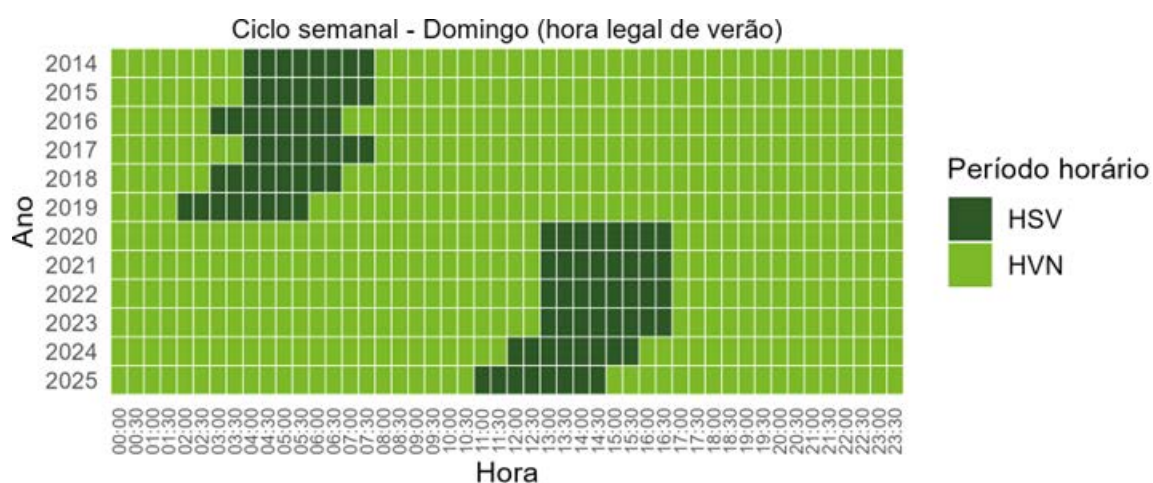
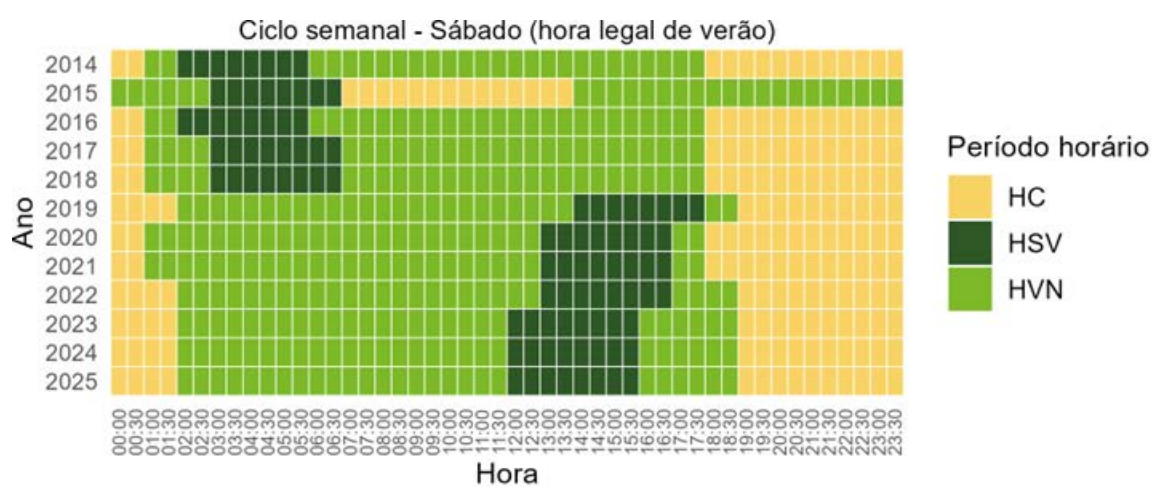
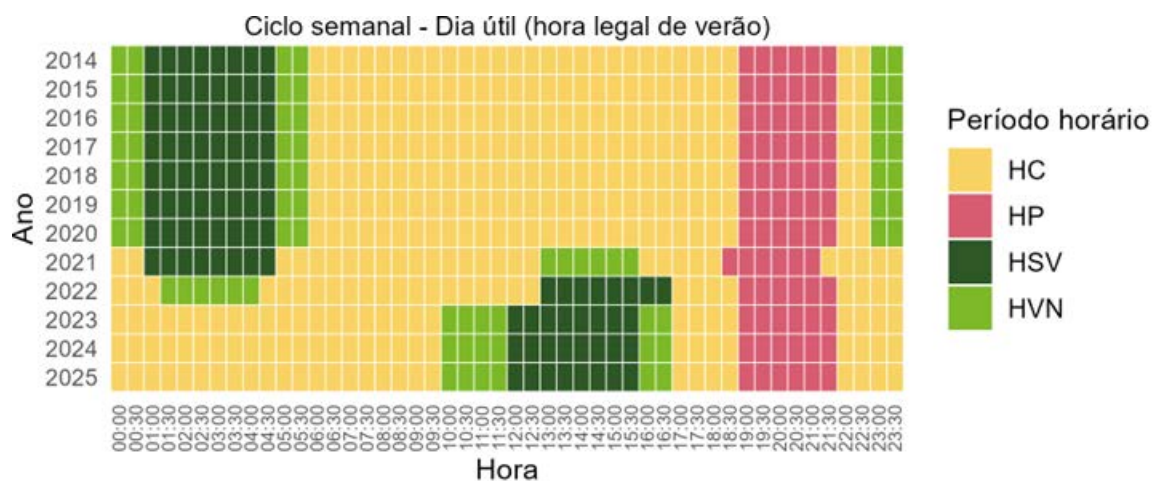
- Métrica Custo Total alto: Ciclo diário



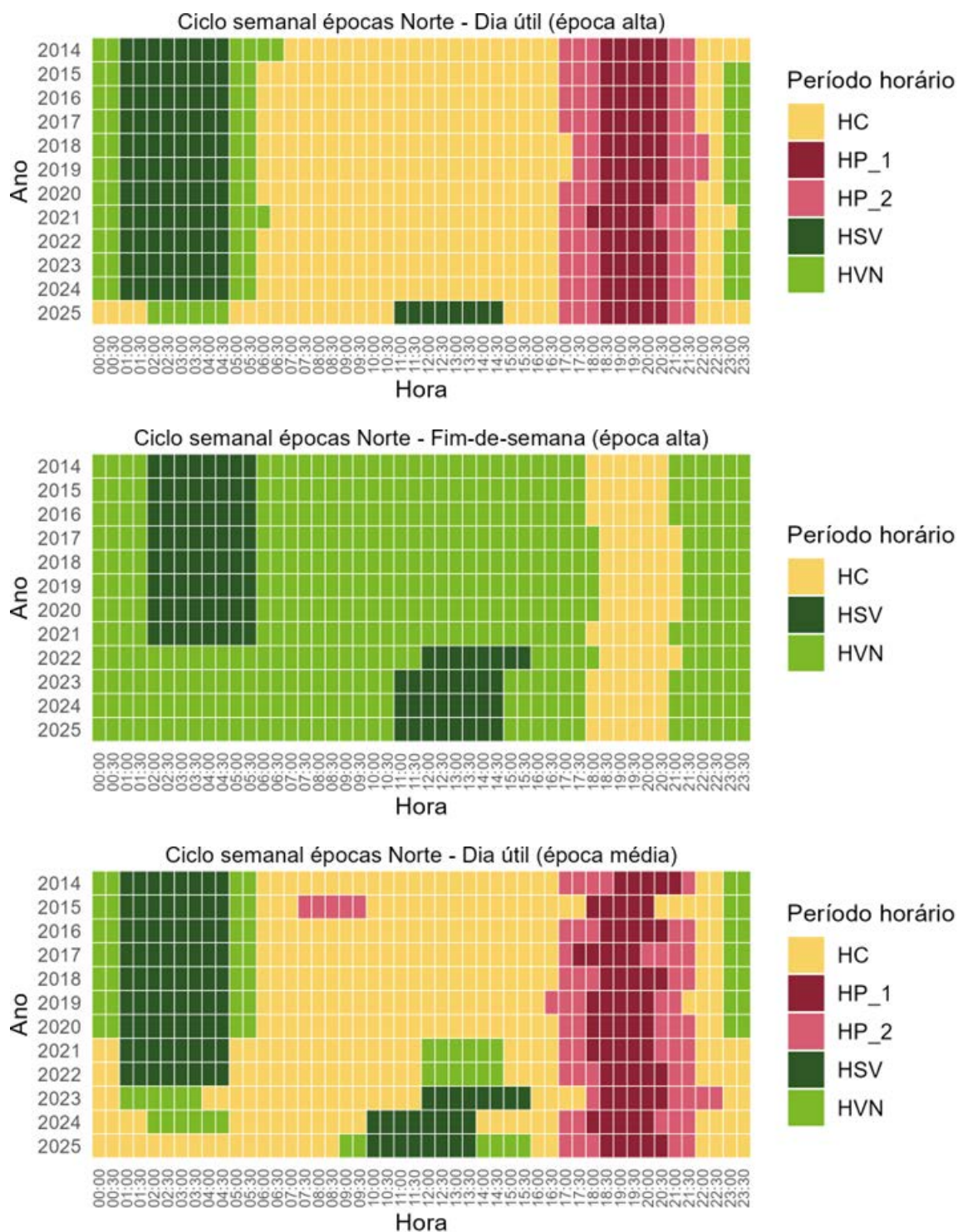


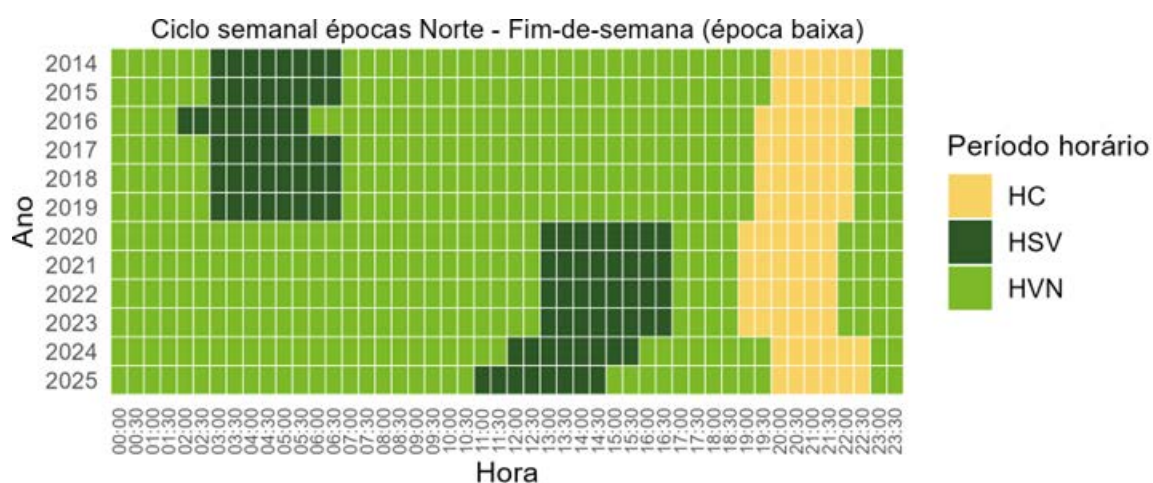
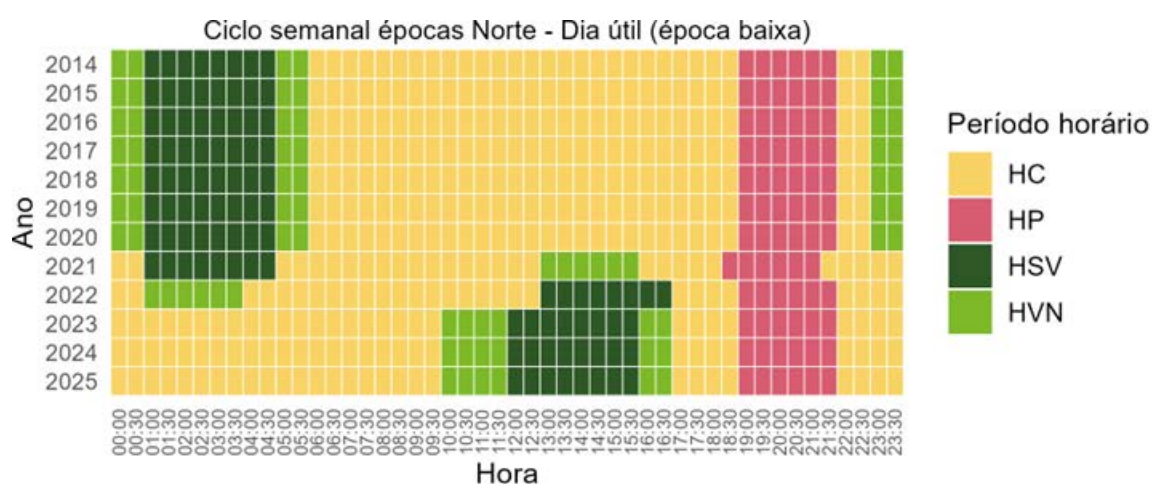
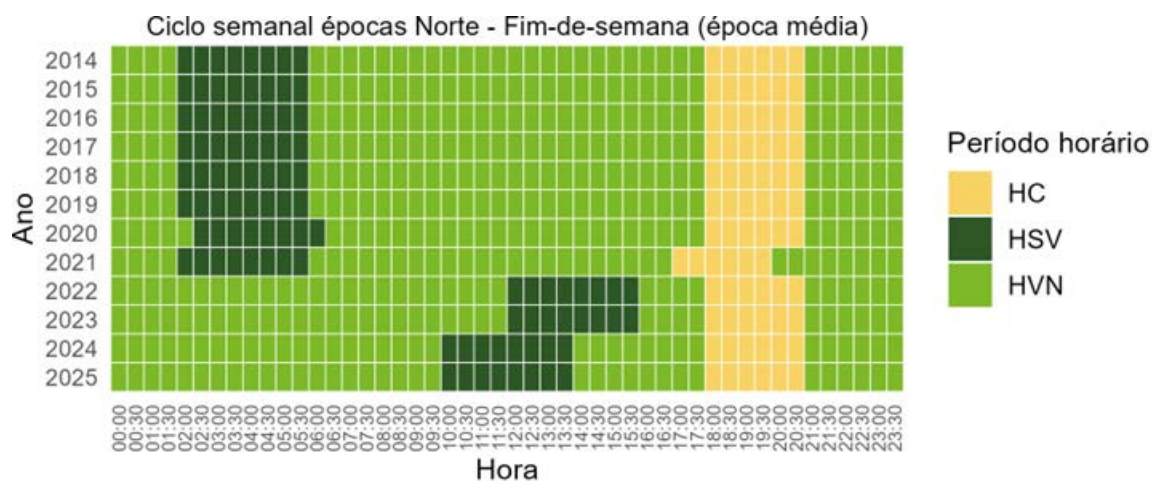
- Métrica CT alto: Ciclo semanal



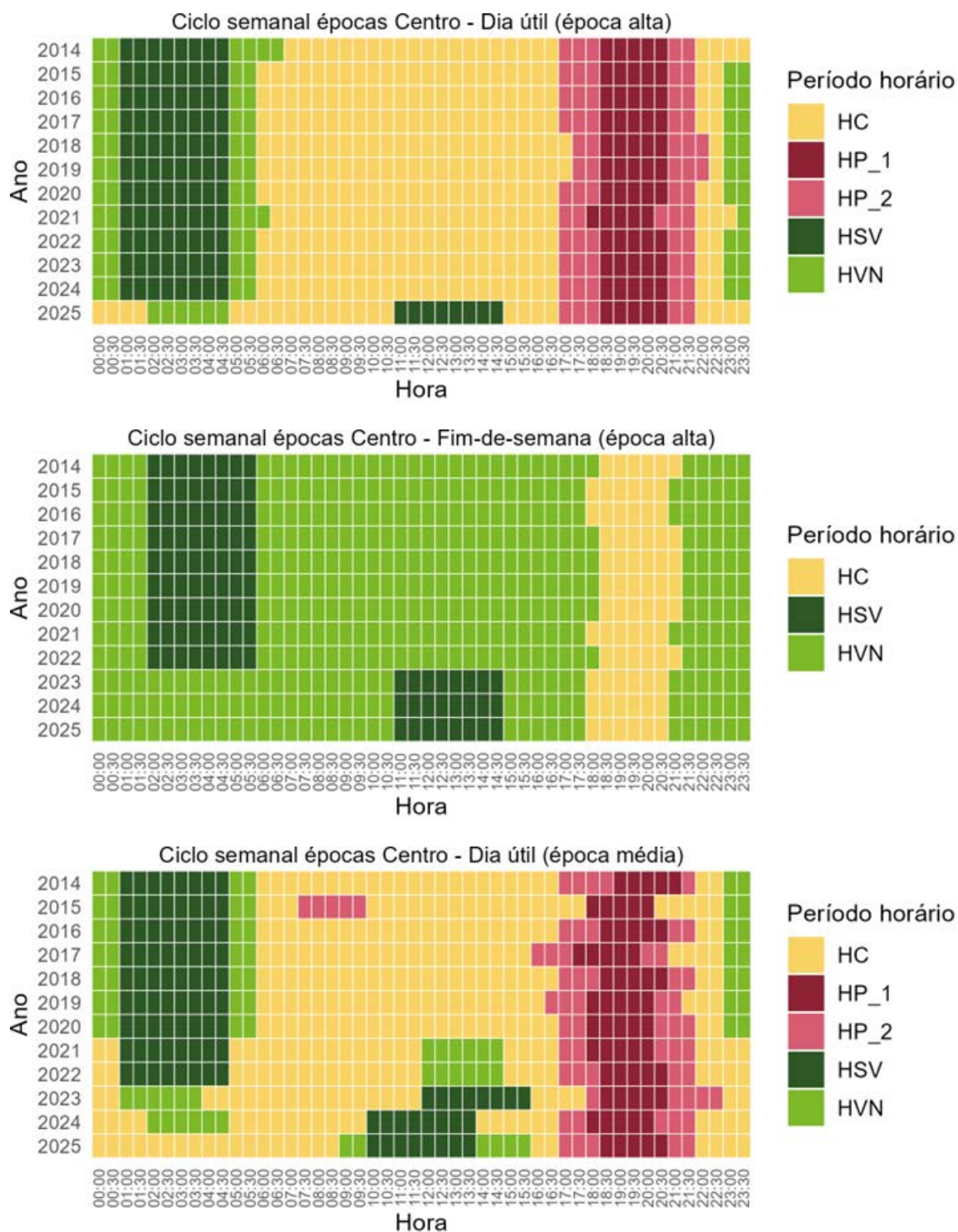


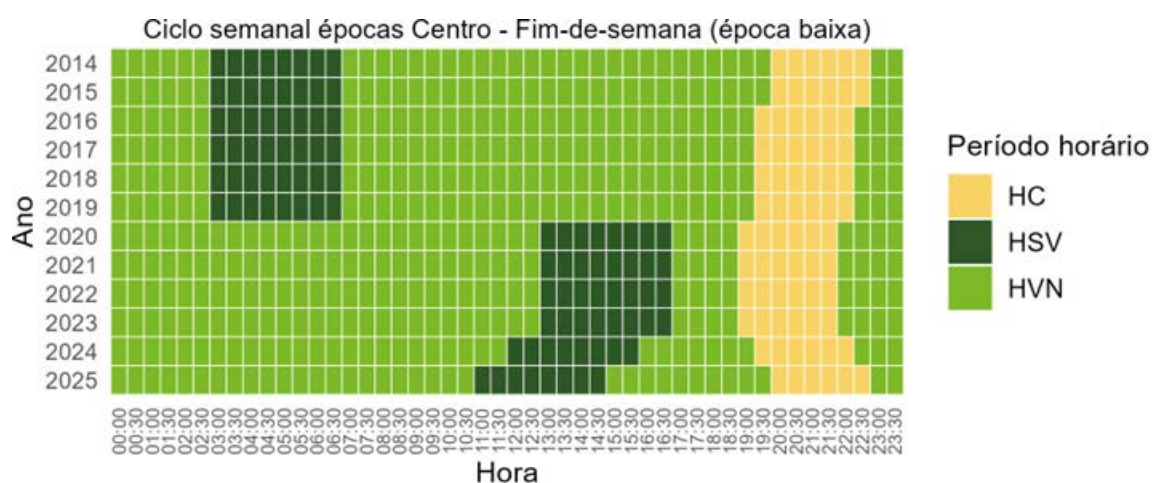
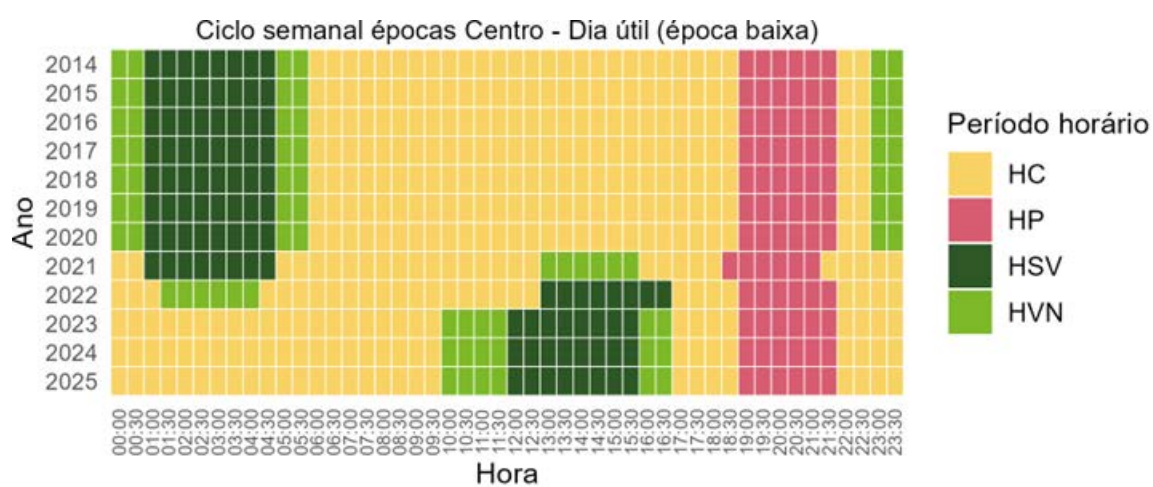
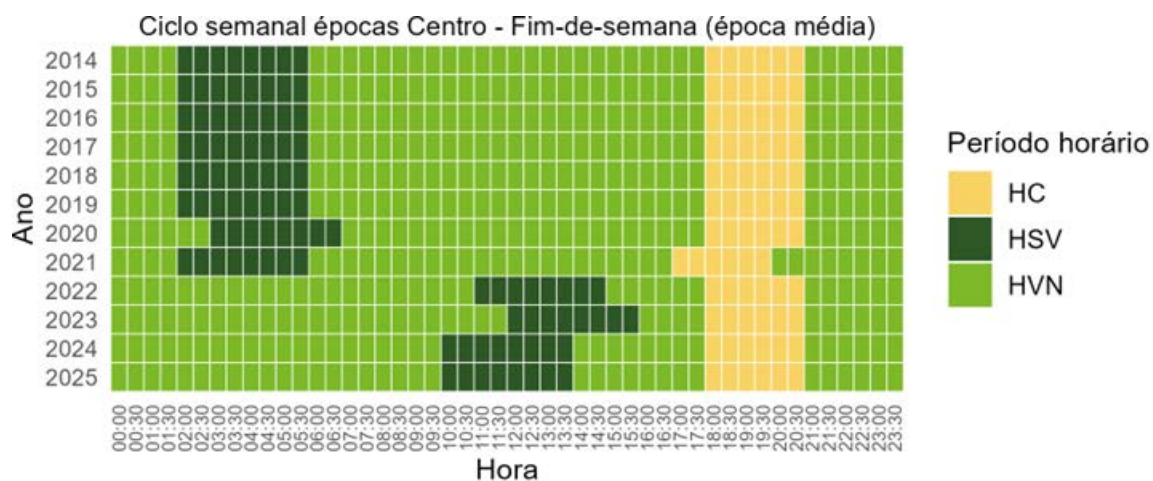
- Métrica Custo Total alto: Ciclo semanal por épocas – Norte





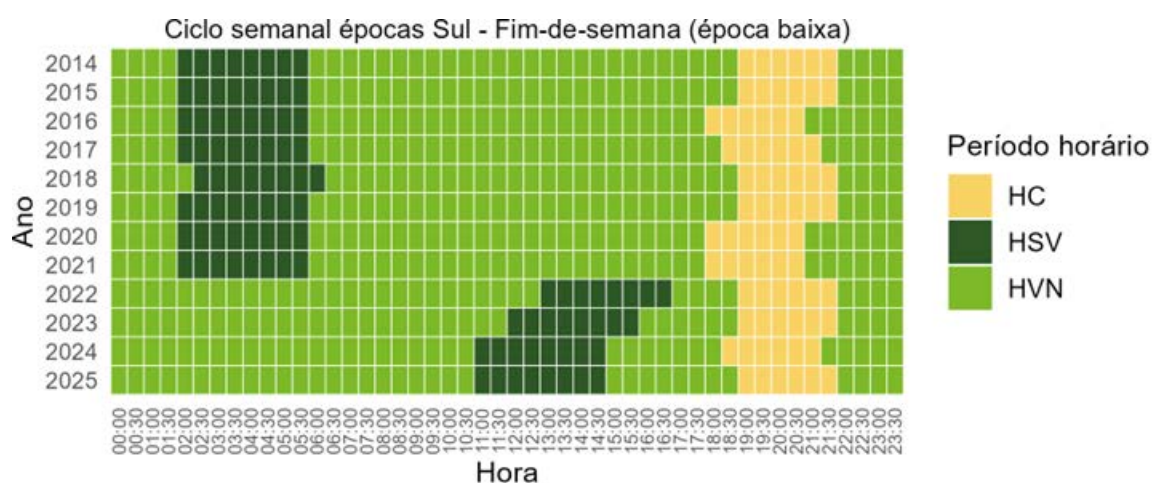
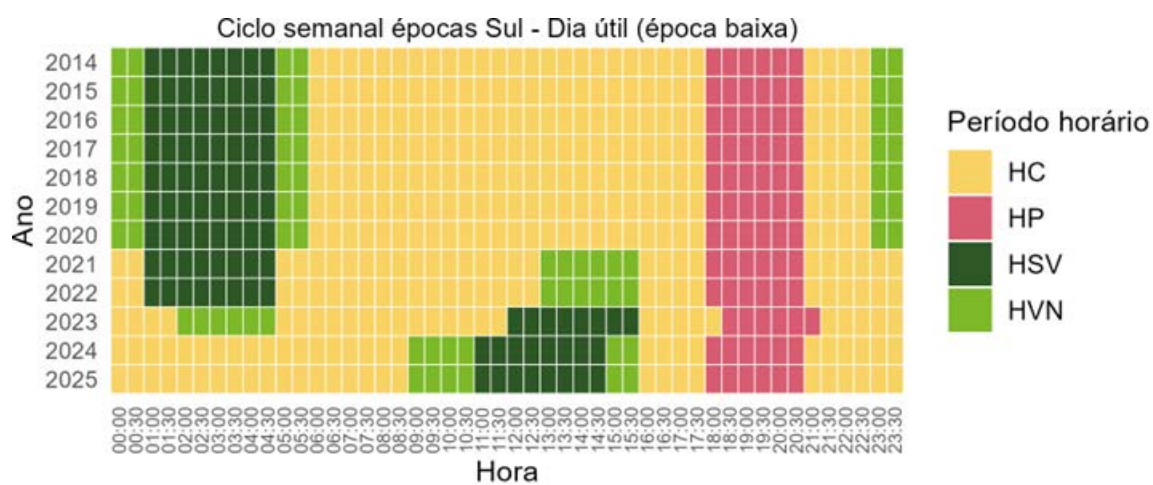
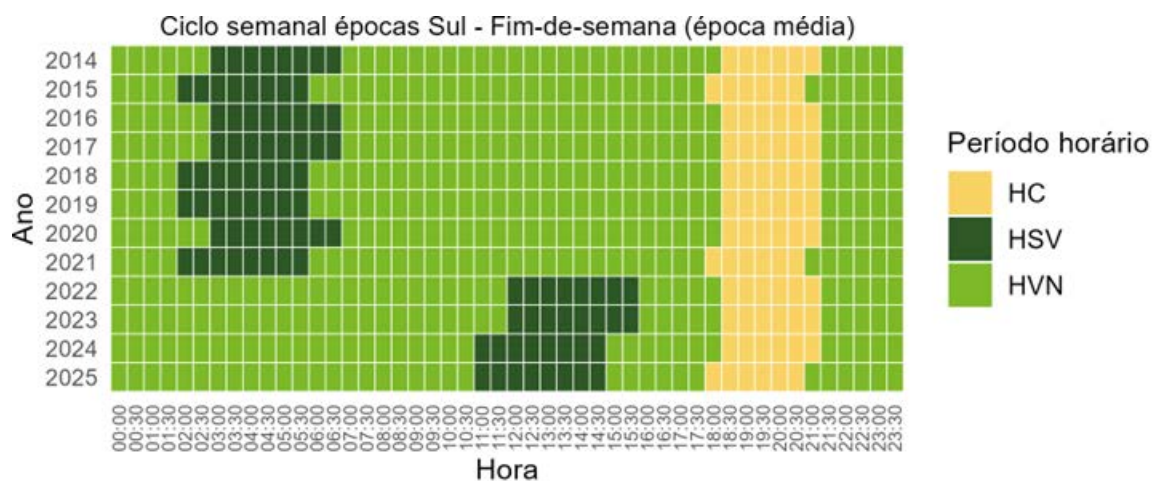
- Métrica Custo Total alto: Ciclo semanal por épocas – Centro



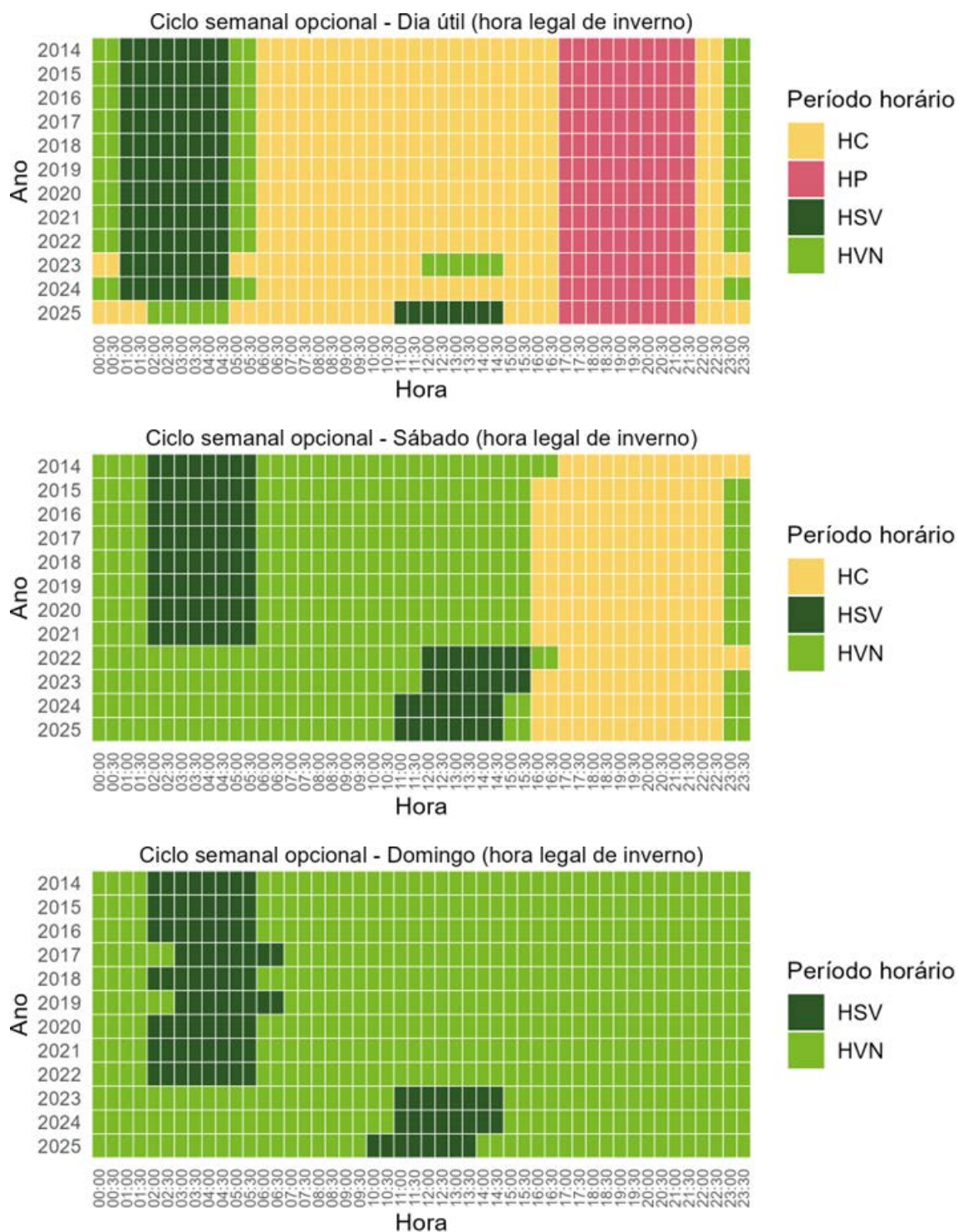


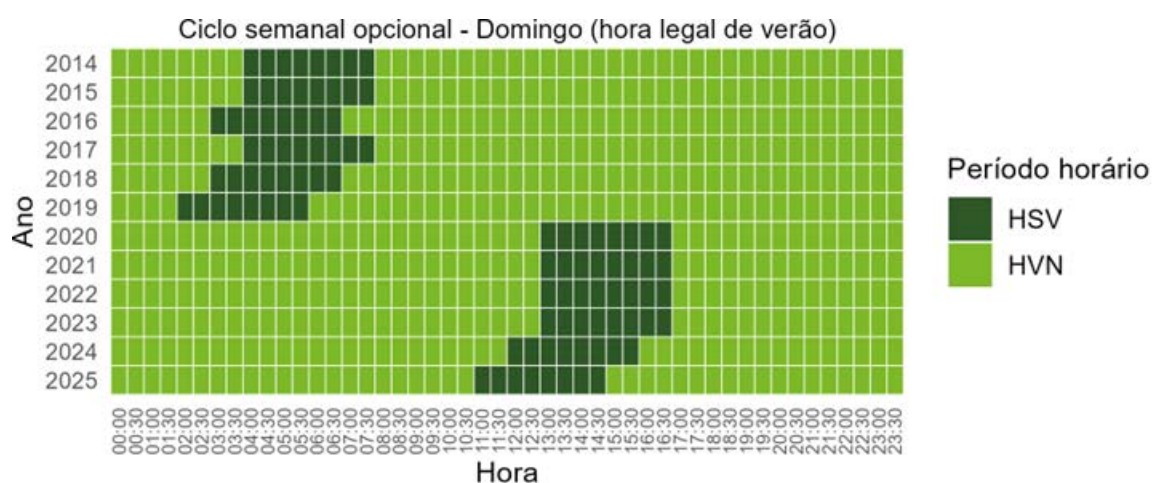
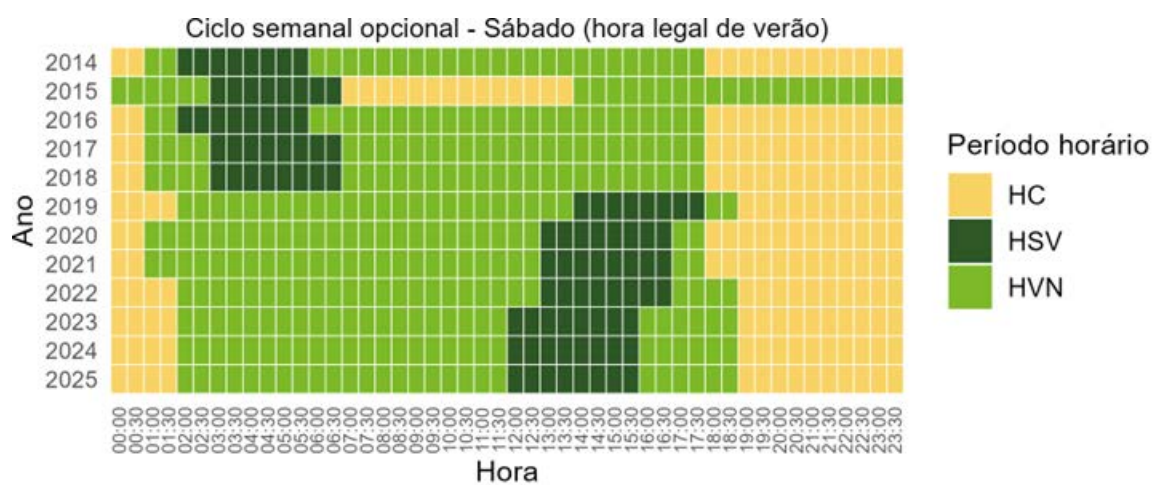
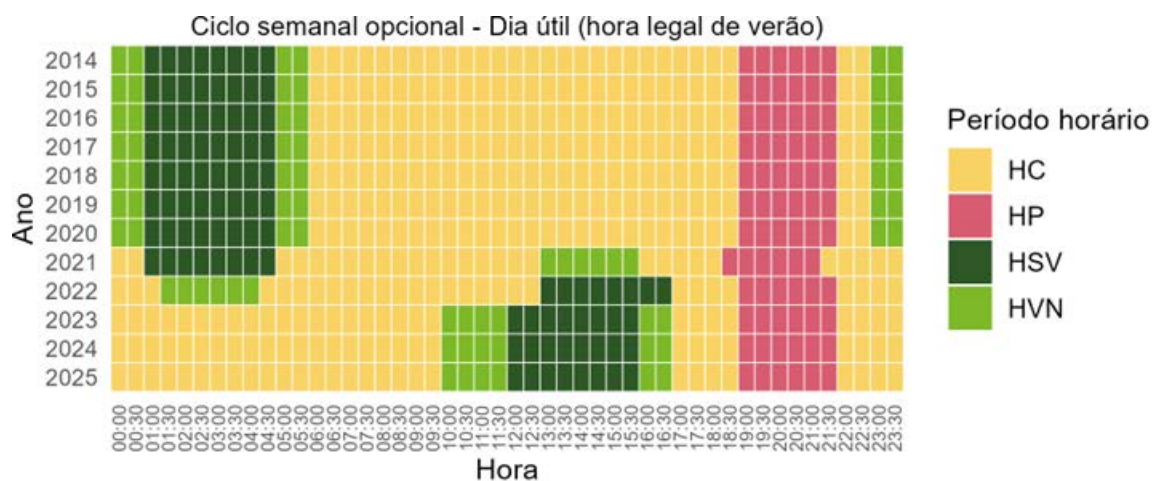
- Métrica Custo Total alto: Ciclo semanal por épocas – Sul



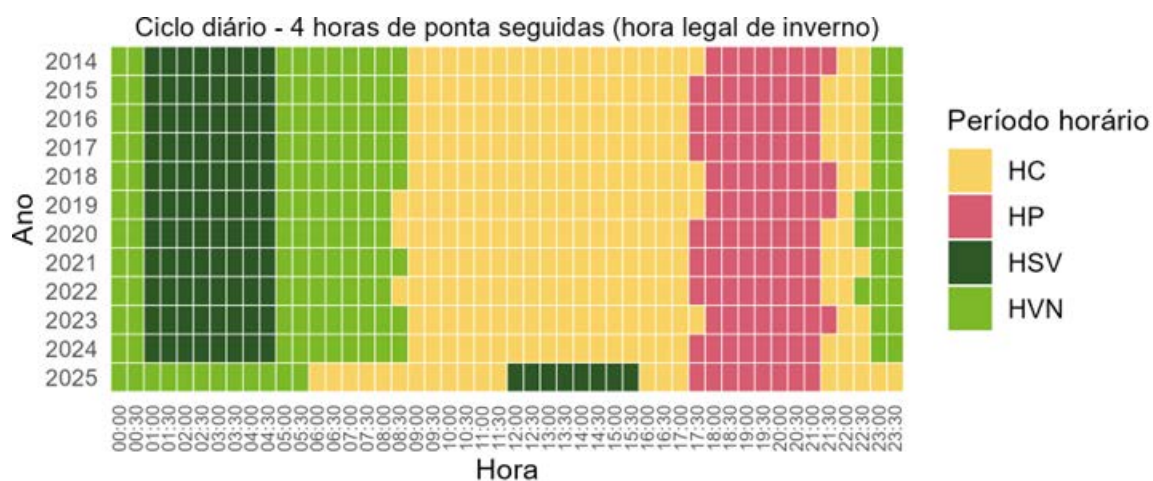
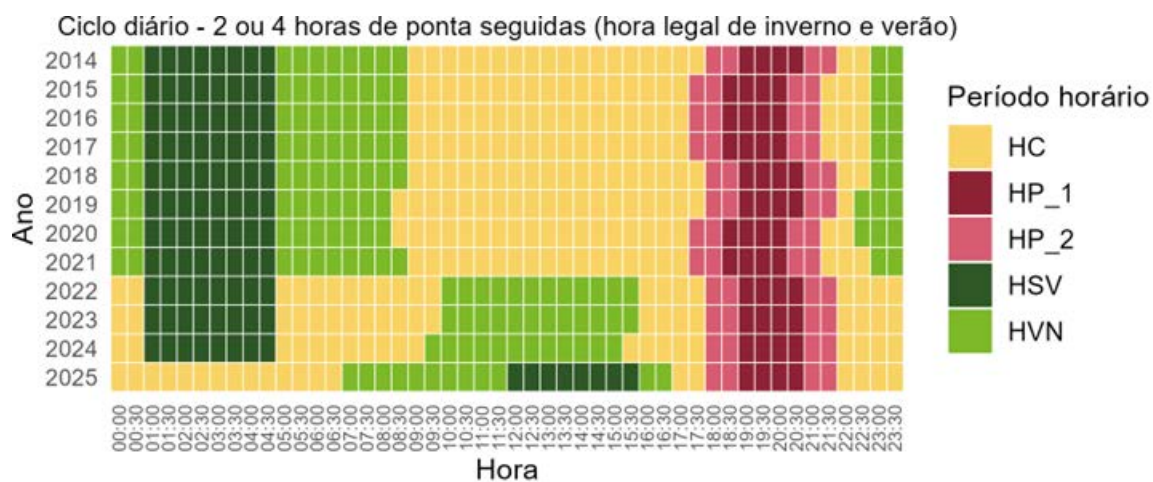
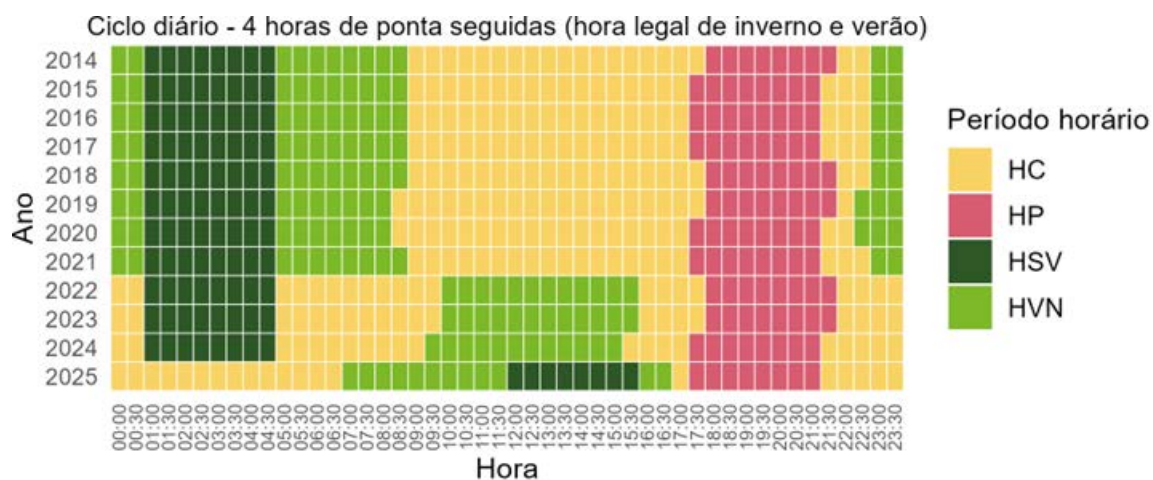


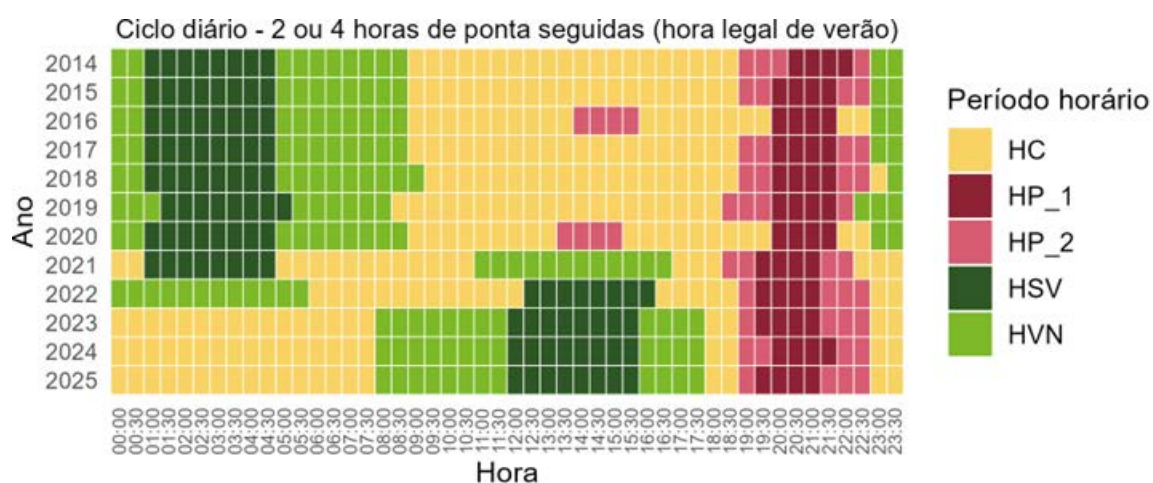
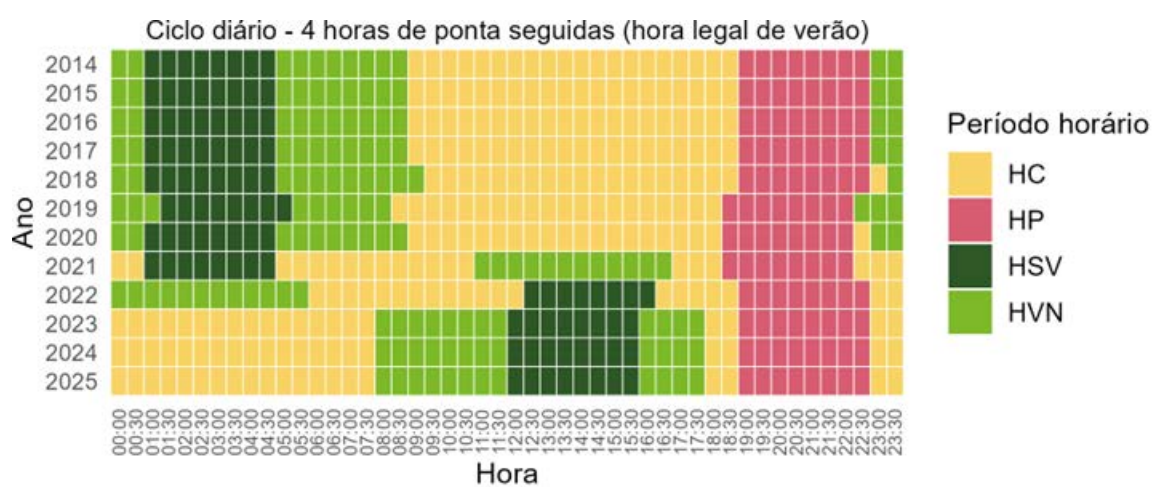
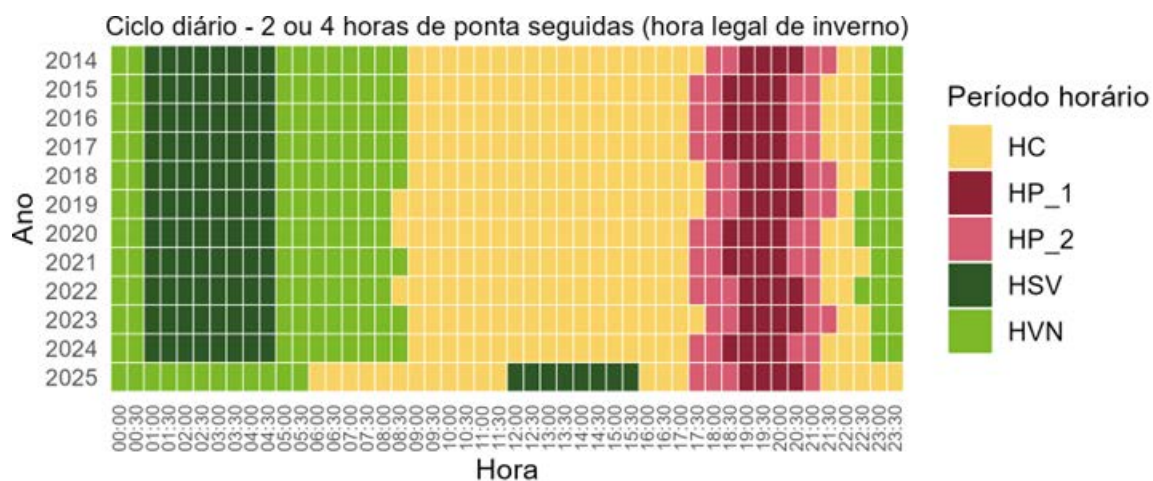
- Métrica Custo Total alto: Ciclo semanal opcional



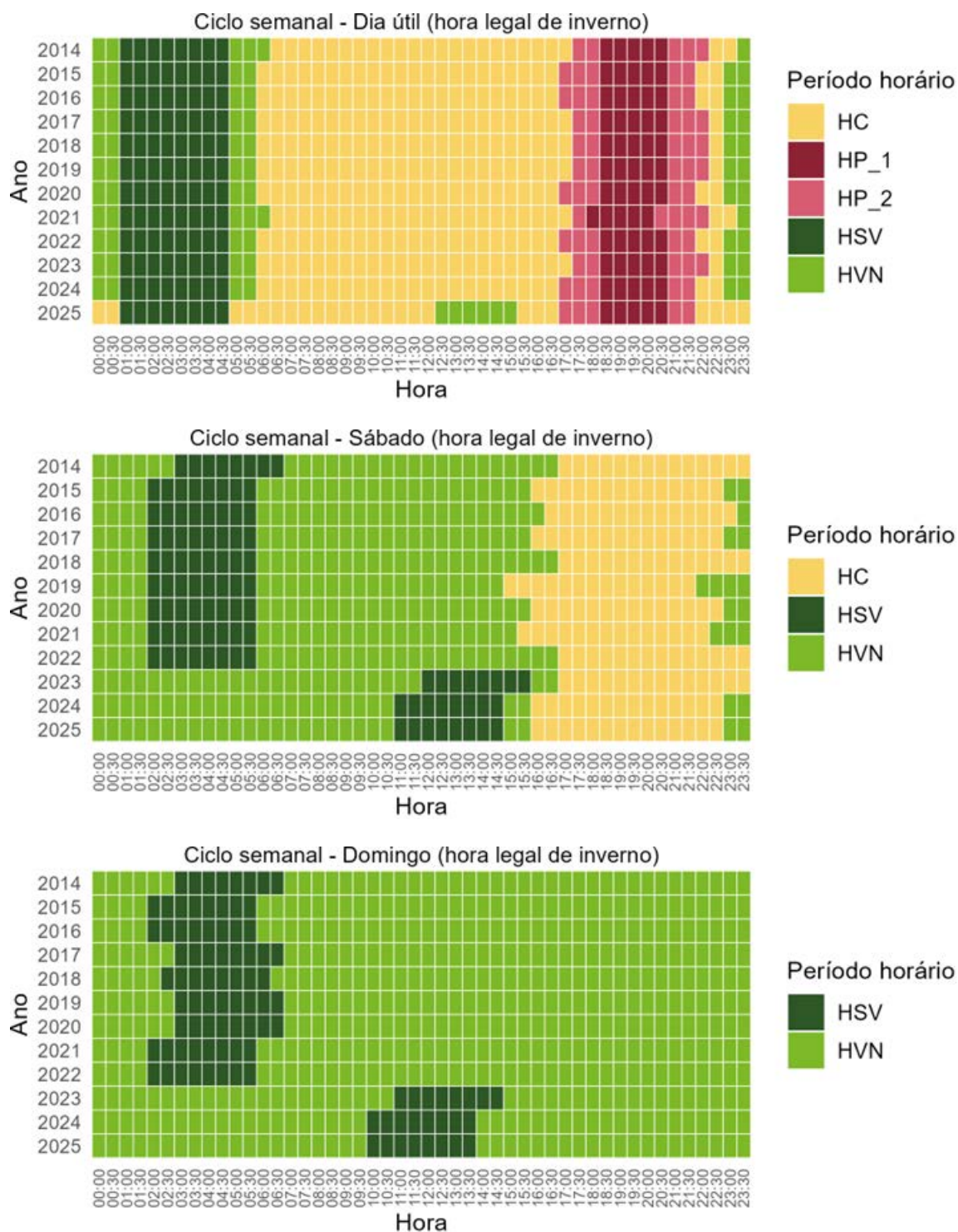


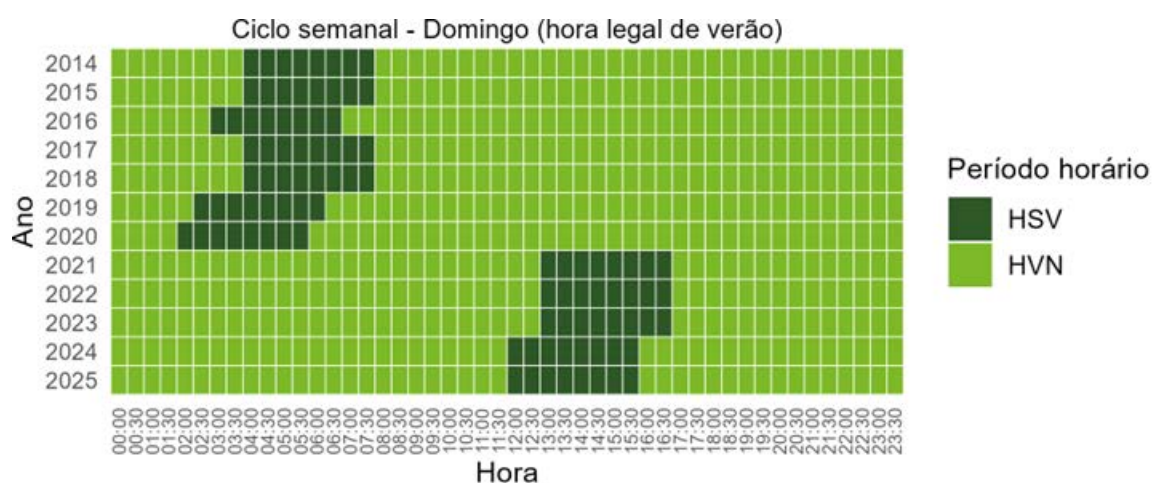
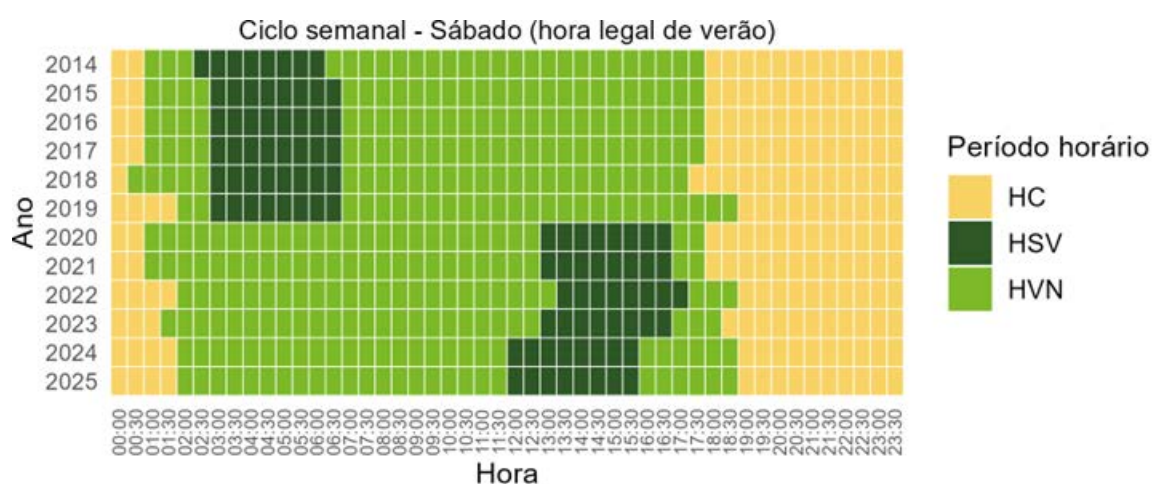
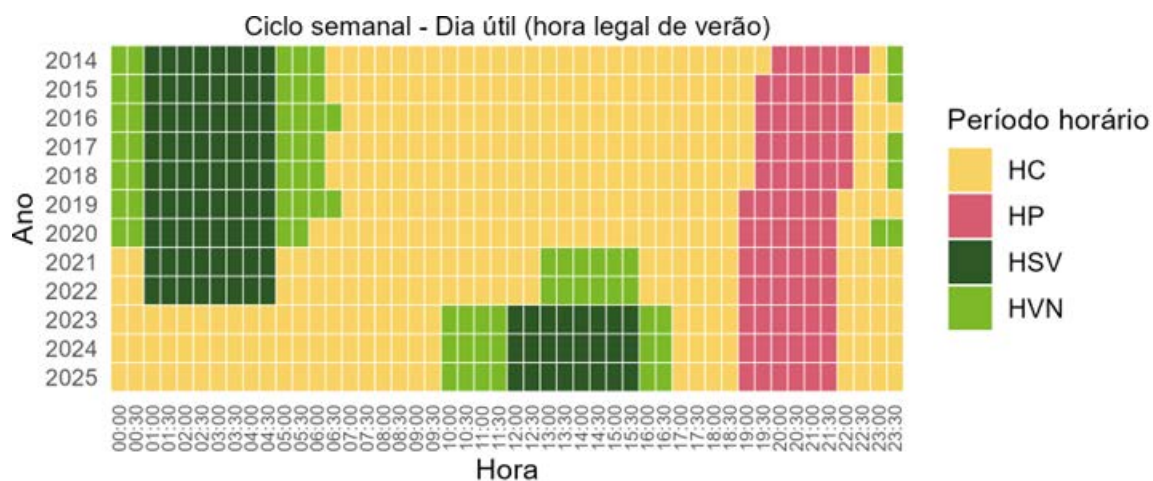
- Métrica Custo Total baixo: Ciclo diário





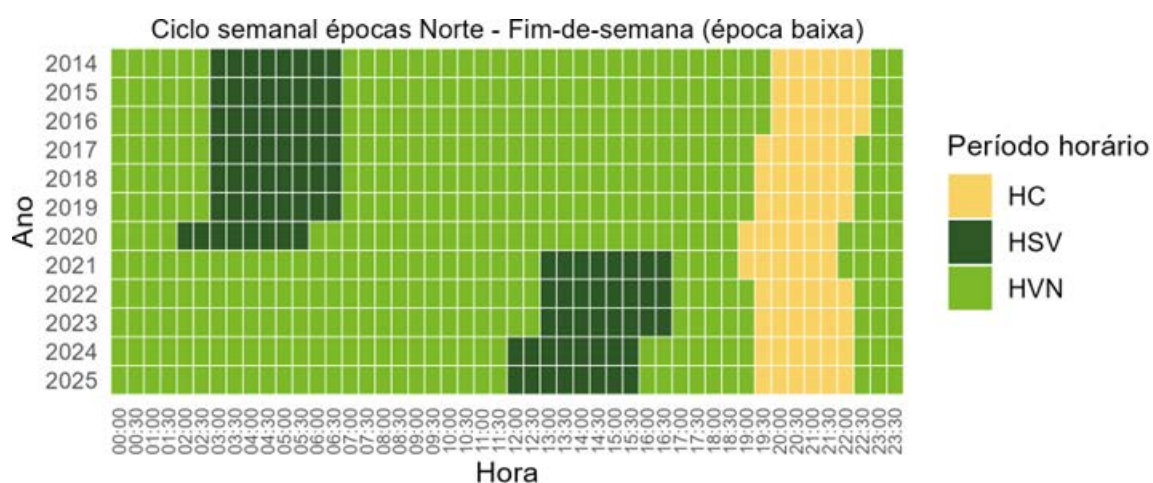
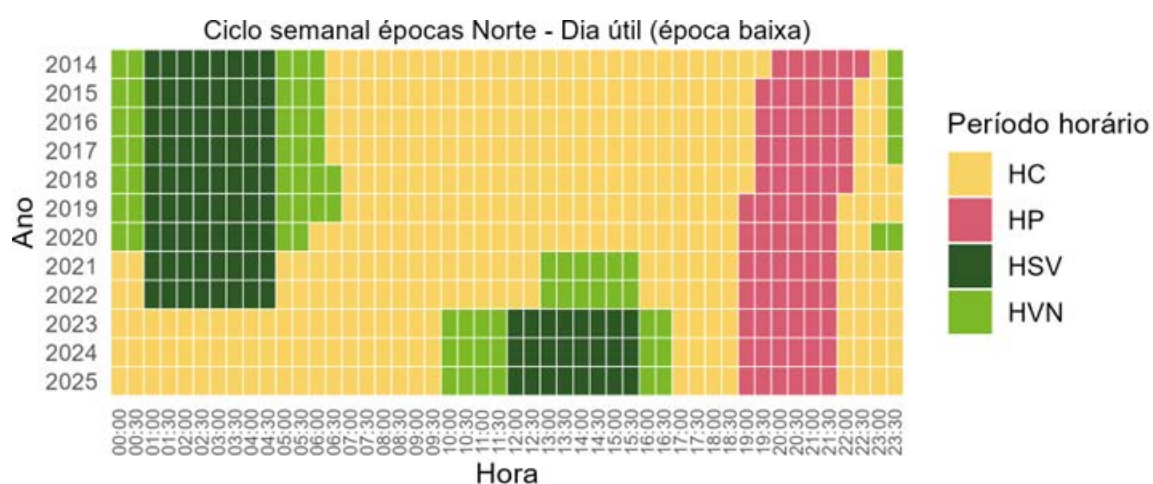
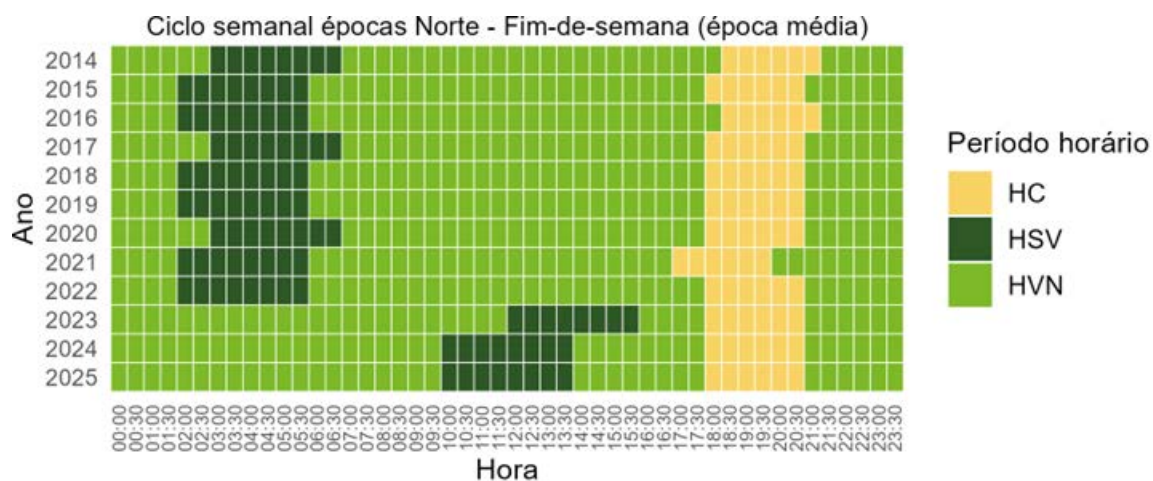
- Métrica Custo Total baixo: Ciclo semanal



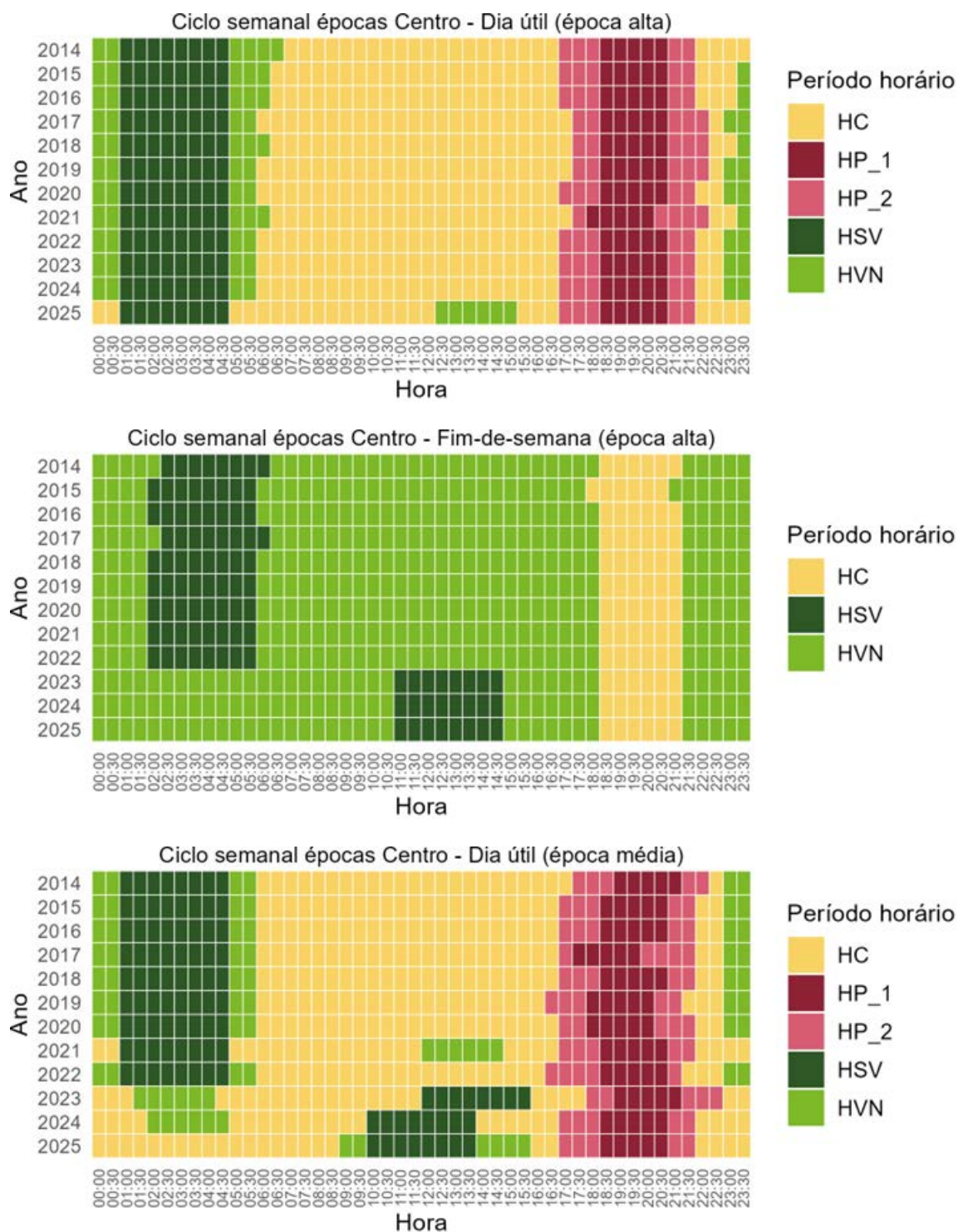


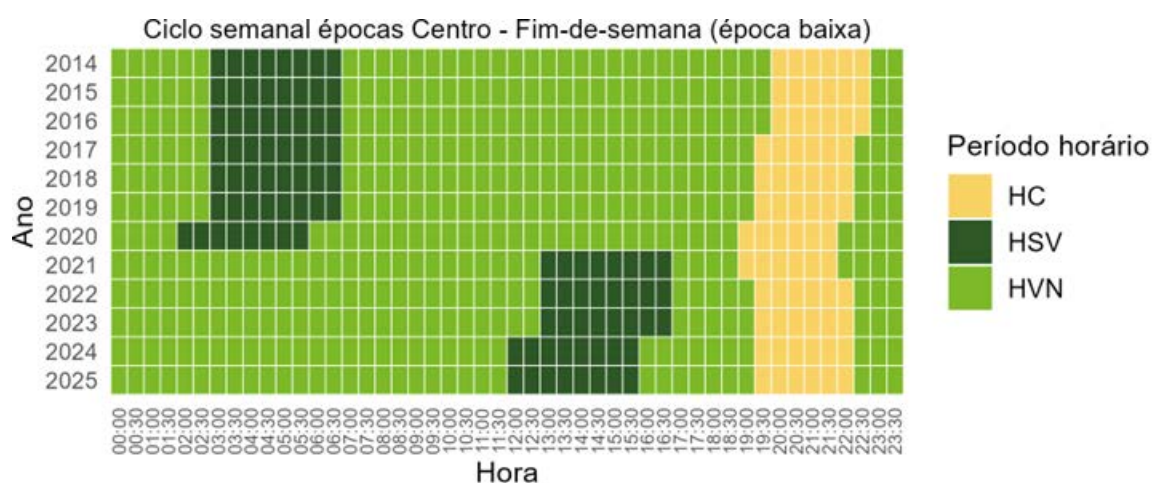
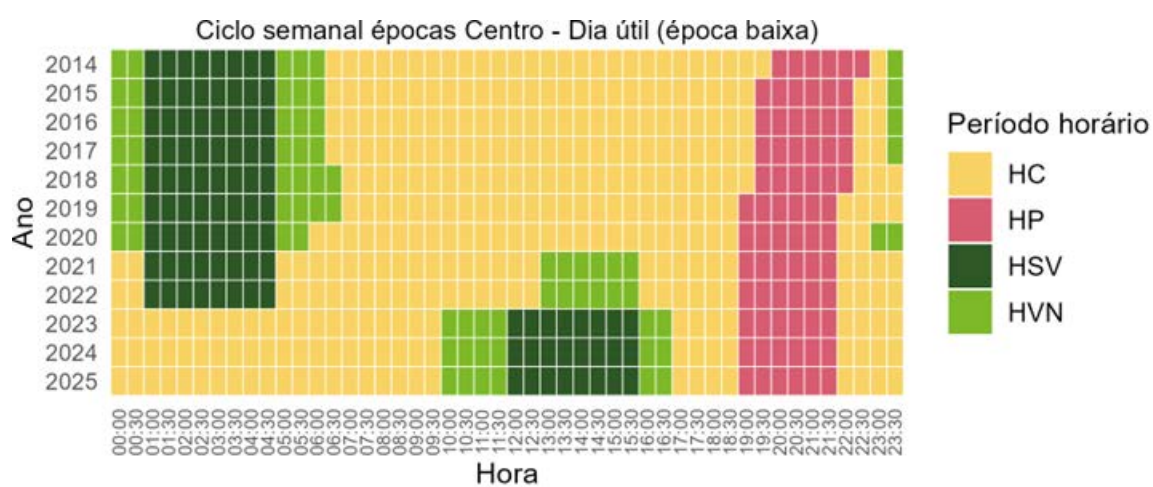
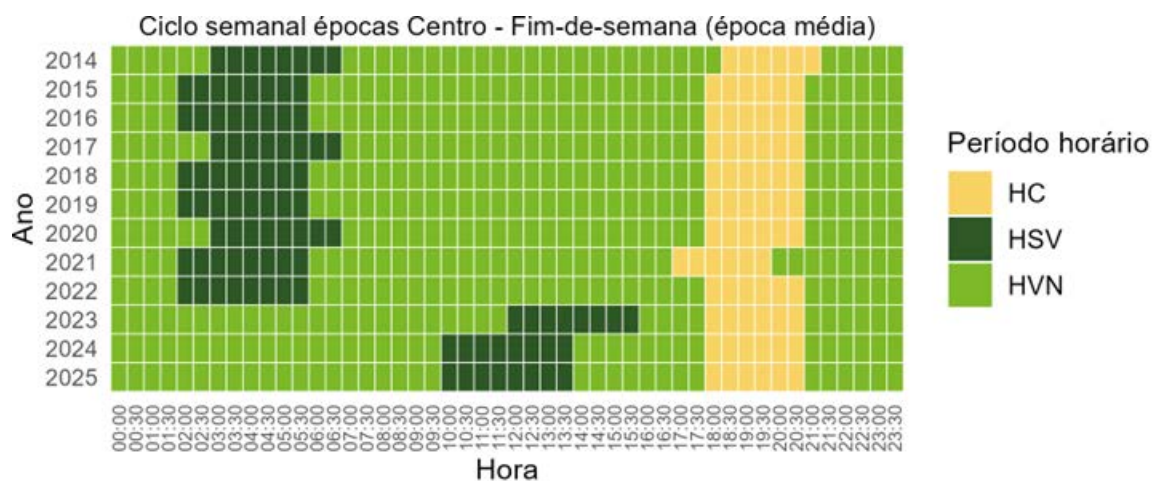
- Métrica Custo Total baixo: Ciclo semanal por épocas - Norte



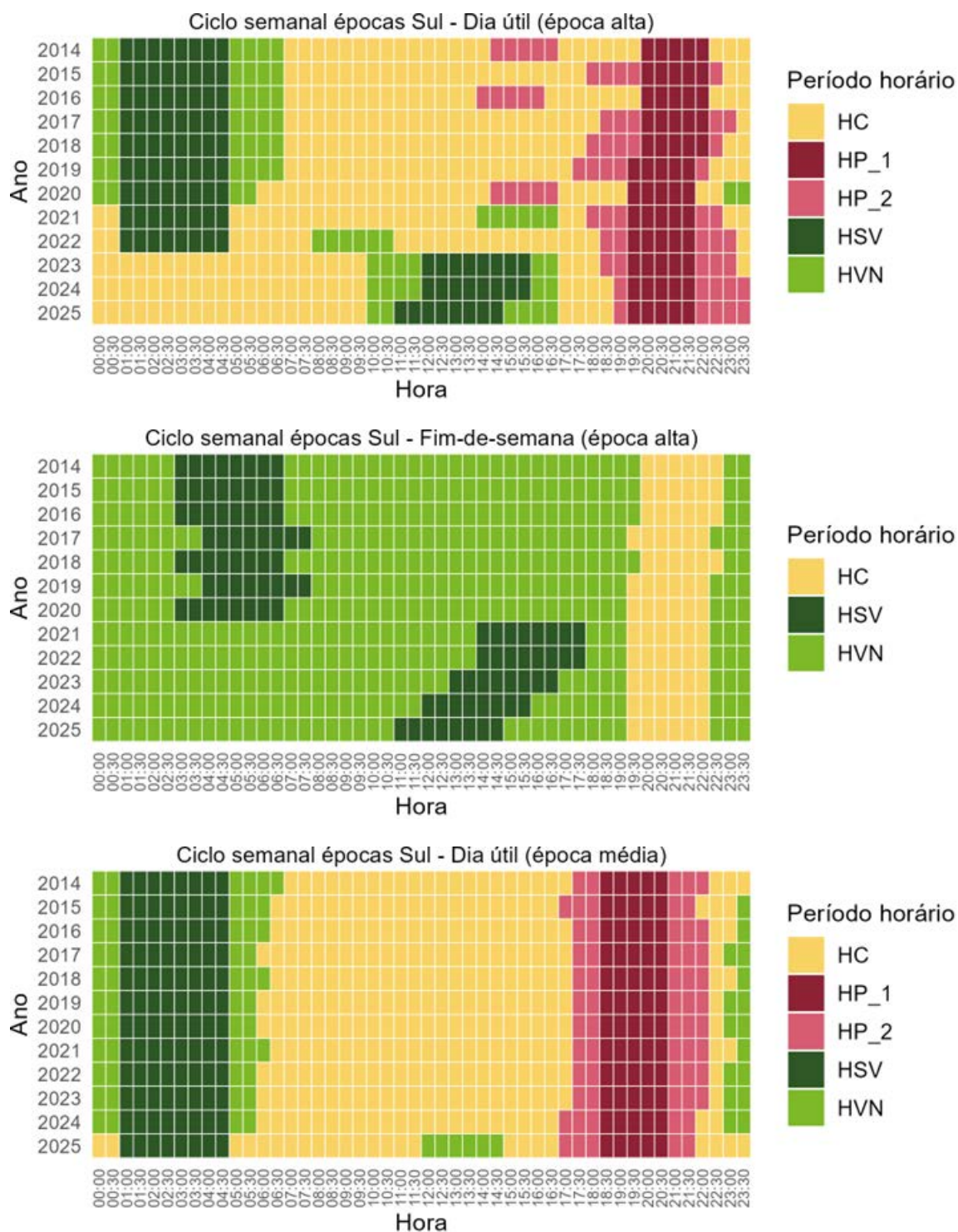


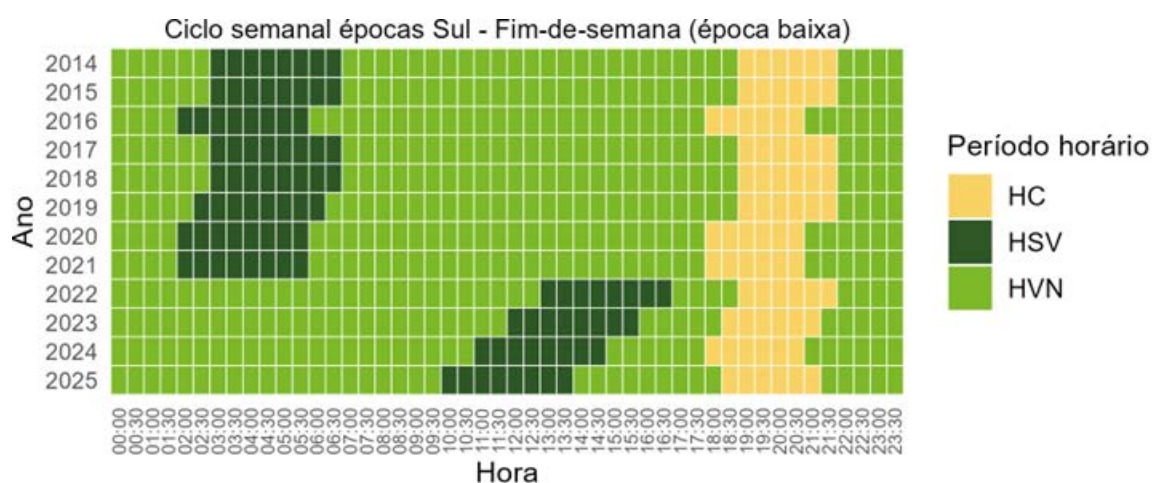
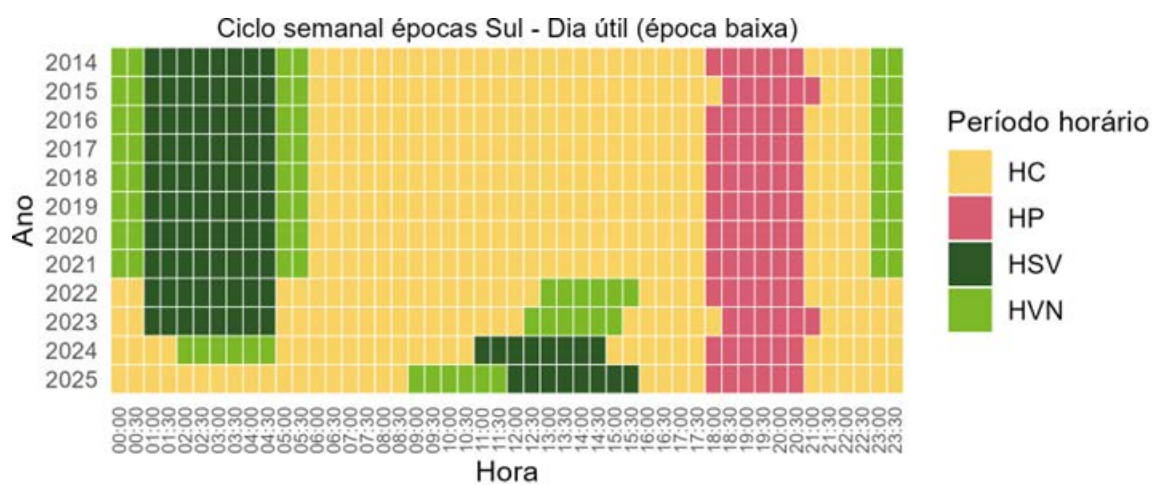
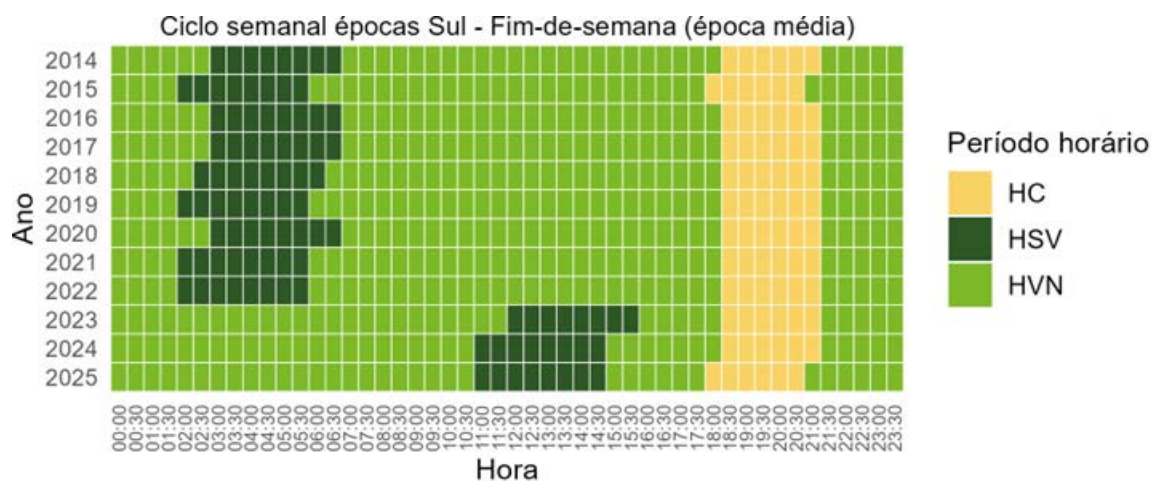
- Métrica Custo Total baixo: Ciclo semanal por épocas - Centro



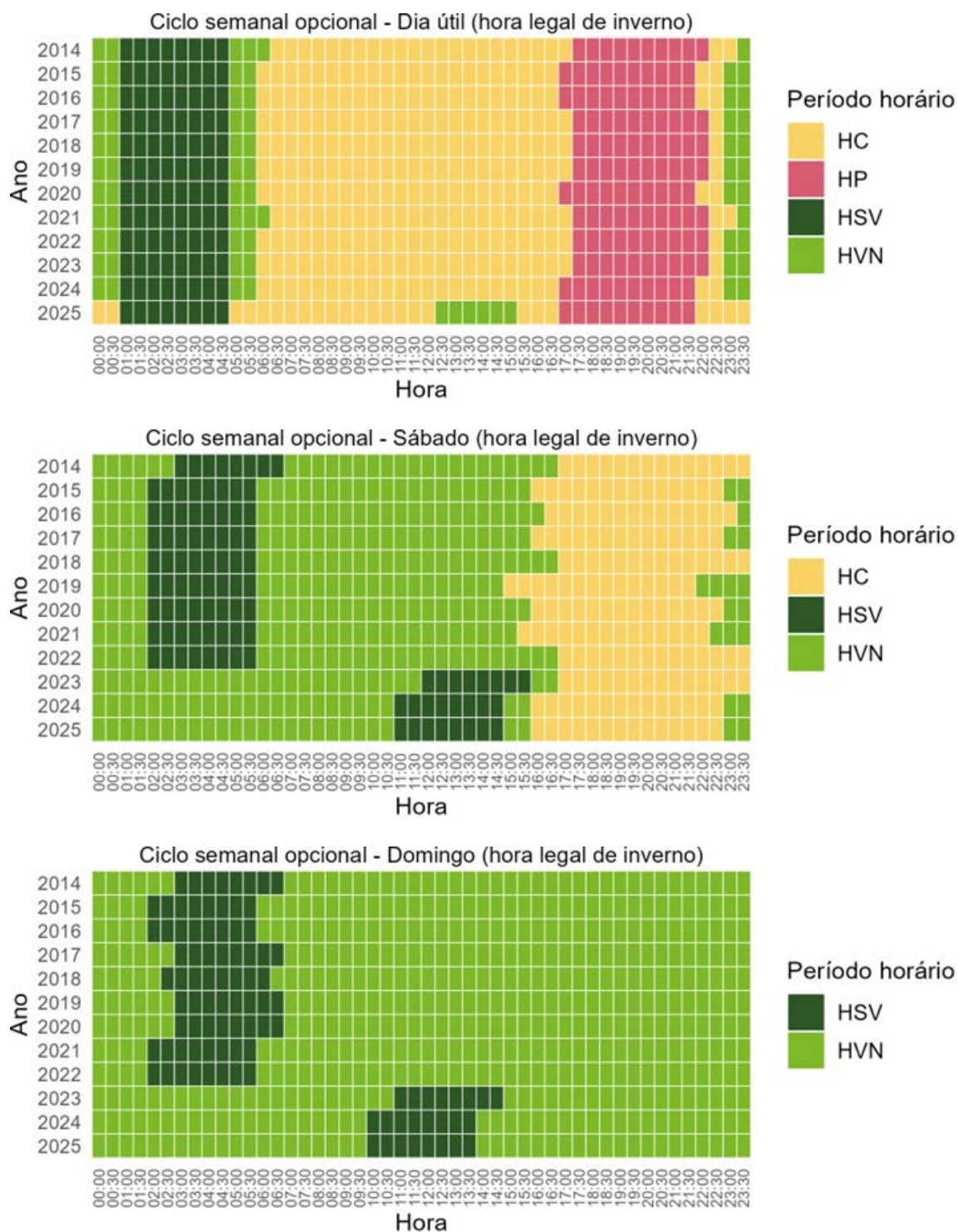


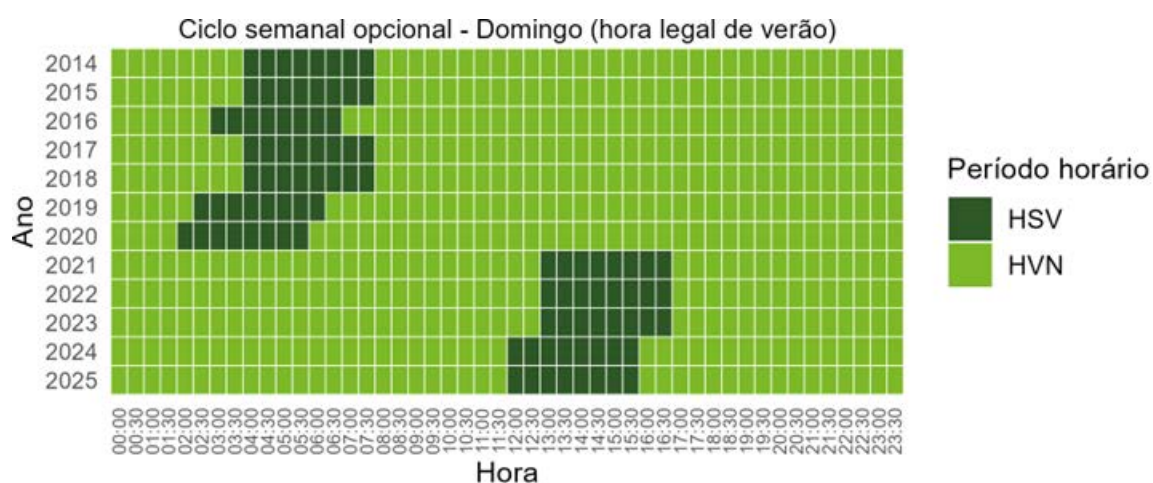
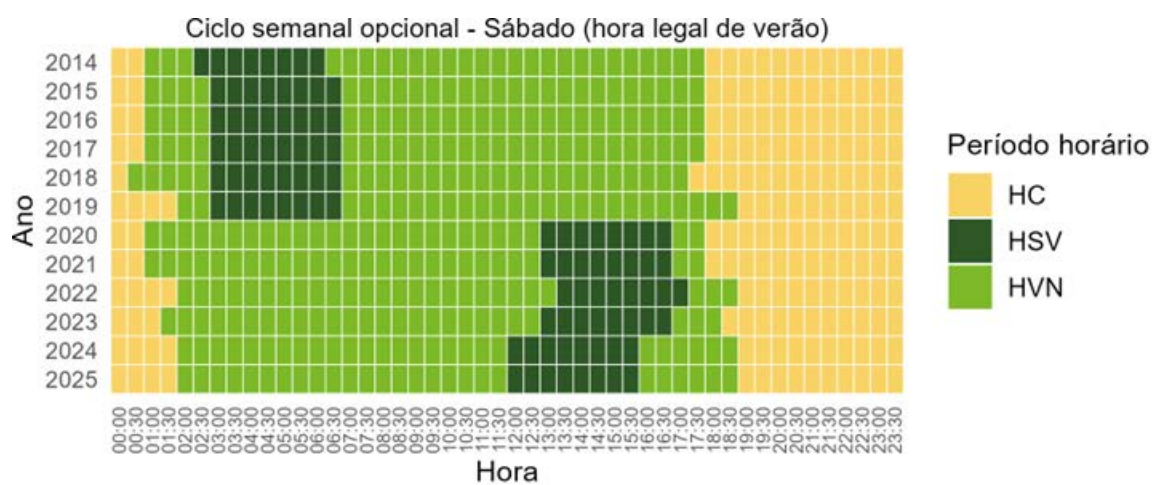
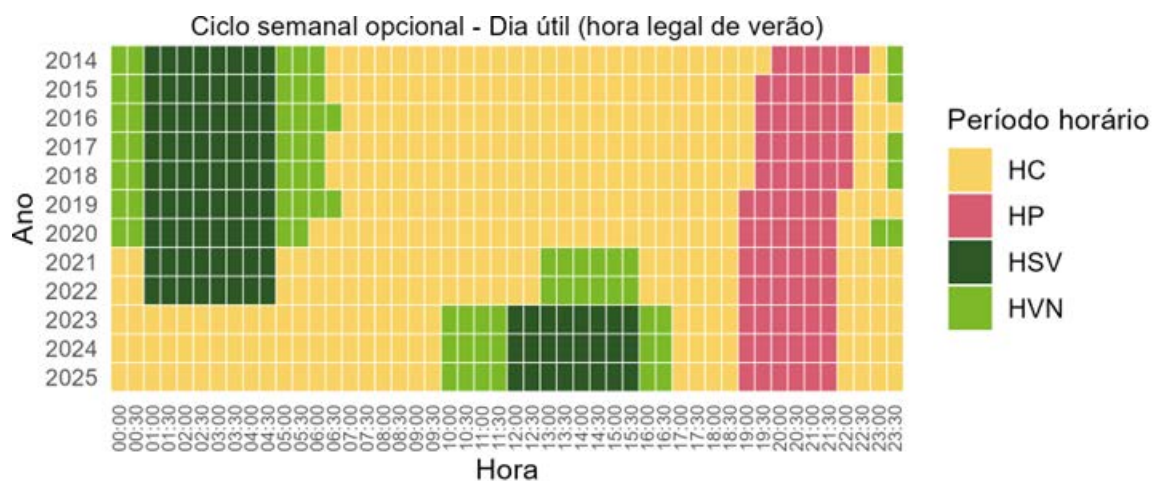
- Métrica Custo Total baixo: Ciclo semanal por épocas - Sul





- Métrica Custo Total baixo: Ciclo semanal opcional





IV. IMPACTES POTENCIAIS DOS NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS PARA CLIENTES INDUSTRIAIS

Quadro V-1 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em MT, no ciclo semanal, em Portugal continental

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	9 230,66 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	7 024,47 EUR	21 068,99 EUR
Mapa Proposto	9 210,31 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	6 427,26 EUR	20 451,43 EUR
Diferença (EUR; %)	<i>(-20,34 EUR; -0,22%)</i>	-	-	<i>(-597,21 EUR; -9,29%)</i>	<i>(-617,56 EUR; -3,02%)</i>

Quadro V-2 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em AT, no ciclo semanal, em Portugal continental

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	212 437,21 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	123 073,24 EUR	360 593,42 EUR
Mapa Proposto	212 570,97 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	131 212,90 EUR	368 866,83 EUR
Diferença (EUR; %)	<i>(+133,75 EUR; +0,06%)</i>	-	-	<i>(+8139,66 EUR; +6,20%)</i>	<i>(+8273,41 EUR; +2,24%)</i>

Quadro V-3 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em MAT, no ciclo semanal, em Portugal continental

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	201 189,38 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	78 598,07 EUR	349 207,64 EUR
Mapa Proposto	201 176,32 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	77 225,50 EUR	347 822,00 EUR
Diferença (EUR; %)	<i>(-13,07 EUR; -0,01%)</i>	-	-	<i>(-1372,57 EUR; -1,78%)</i>	<i>(-1385,64 EUR; -0,40%)</i>

Quadro V-4 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em MT, nos ciclos semanal e semanal por épocas, na área de rede A (Norte)

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	9 287,07 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	7 353,50 EUR	21 454,43 EUR
Mapa Proposto	9 259,70 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	6 582,42 EUR	20 655,98 EUR
Diferença (EUR; %)	(-27,37 EUR; -0,30%)	-	-	(-771,08 EUR; -11,71%)	(-798,45 EUR; -3,87%)

Ciclo Semanal por Épocas	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	9 276,43 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	7 291,87 EUR	21 382,16 EUR
Mapa Proposto	9 255,31 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	6 605,48 EUR	20 674,65 EUR
Diferença (EUR; %)	(-21,12 EUR; -0,23%)	-	-	(-686,39 EUR; -10,39%)	(-707,51 EUR; -3,42%)

Quadro V-5 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em MT, nos ciclos semanal e semanal por épocas, na área de rede B (Centro)

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	9 204,12 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	6 813,94 EUR	20 831,91 EUR
Mapa Proposto	9 188,21 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	6 351,47 EUR	20 353,54 EUR
Diferença (EUR; %)	(-15,91 EUR; -0,17%)	-	-	(-462,47 EUR; -7,28%)	(-478,37 EUR; -2,35%)

Ciclo Semanal por Épocas	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	9 188,56 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	6 344,74 EUR	20 347,15 EUR
Mapa Proposto	9 183,27 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	6 385,00 EUR	20 382,13 EUR
Diferença (EUR; %)	(-5,29 EUR; -0,06%)	-	-	(+40,26 EUR; +0,63%)	(+34,98 EUR; +0,17%)

Quadro V-6 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em MT, nos ciclos semanal e semanal por épocas, na área de rede C (Sul)

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	9 113,29 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	6 246,88 EUR	20 174,03 EUR
Mapa Proposto	9 108,50 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	6 142,85 EUR	20 065,21 EUR
Diferença (EUR; %)	(-4,78 EUR; -0,05%)	-	-	(-104,04 EUR; -1,69%)	(-108,82 EUR; -0,54%)

Ciclo Semanal por Épocas	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	9 115,02 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	6 150,44 EUR	20 079,32 EUR
Mapa Proposto	9 112,47 EUR	631,56 EUR	4 182,30 EUR	6 195,88 EUR	20 122,21 EUR
Diferença (EUR; %)	(-2,55 EUR; -0,03%)	-	-	(+45,44 EUR; +0,73%)	(+42,89 EUR; +0,21%)

Quadro V-7 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em AT, nos ciclos semanal e semanal por épocas, na área de rede A (Norte)

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	212 776,77 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	126 216,68 EUR	364 076,41 EUR
Mapa Proposto	212 892,81 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	133 894,29 EUR	371 870,06 EUR
Diferença (EUR; %)	(+116,04 EUR; +0,05%)	-	-	(+7677,61 EUR; +5,73%)	(+7793,65 EUR; +2,10%)

Ciclo Semanal por Épocas	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	212 694,63 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	126 412,91 EUR	364 190,51 EUR
Mapa Proposto	212 823,48 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	134 007,11 EUR	371 913,57 EUR
Diferença (EUR; %)	(+128,85 EUR; +0,06%)	-	-	(+7594,21 EUR; +5,67%)	(+7723,06 EUR; +2,08%)

Quadro V-8 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em AT, nos ciclos semanal e semanal por épocas, na área de rede B (Centro)

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	212 488,36 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	123 231,17 EUR	360 802,50 EUR
Mapa Proposto	212 603,11 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	130 932,70 EUR	368 618,78 EUR
Diferença (EUR; %)	(+114,75 EUR; +0,05%)	-	-	(+7701,54 EUR; +5,88%)	(+7816,28 EUR; +2,12%)

Ciclo Semanal por Épocas	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	212 562,62 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	131 072,49 EUR	368 718,09 EUR
Mapa Proposto	212 535,53 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	131 190,59 EUR	368 809,09 EUR
Diferença (EUR; %)	(-27,09 EUR; -0,01%)	-	-	(+118,09 EUR; +0,09%)	(+91,00 EUR; +0,02%)

Quadro V-9 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em AT, nos ciclos semanal e semanal por épocas, na área de rede C (Sul)

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	210 344,83 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	101 678,95 EUR	337 106,75 EUR
Mapa Proposto	210 766,86 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	120 022,49 EUR	355 872,32 EUR
Diferença (EUR; %)	(+422,03 EUR; +0,20%)	-	-	(+18343,54 EUR; +15,28%)	(+18765,57 EUR; +5,27%)

Ciclo Semanal por Épocas	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	210 718,68 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	118 613,91 EUR	354 415,55 EUR
Mapa Proposto	210 728,47 EUR	10 444,05 EUR	14 638,92 EUR	118 375,46 EUR	354 186,91 EUR
Diferença (EUR; %)	(+9,80 EUR; +0,00%)	-	-	(-238,44 EUR; -0,20%)	(-228,65 EUR; -0,06%)

Quadro V-10 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em MAT, nos ciclos semanal e semanal por épocas, na área de rede A (Norte)

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	200 779,72 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	74 572,98 EUR	344 772,89 EUR
Mapa Proposto	200 380,19 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	48 002,29 EUR	317 802,66 EUR
Diferença (EUR; %)	(-399,54 EUR; -0,20%)	-	-	(-26570,69 EUR; -55,35%)	(-26970,23 EUR; -8,49%)

Ciclo Semanal por Épocas	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	200 665,32 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	72 153,74 EUR	342 239,24 EUR
Mapa Proposto	200 328,23 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	49 752,67 EUR	319 501,08 EUR
Diferença (EUR; %)	(-337,09 EUR; -0,17%)	-	-	(-22401,07 EUR; -45,02%)	(-22738,16 EUR; -7,12%)

Quadro V-11 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em MAT, nos ciclos semanal e semanal por épocas, na área de rede B (Centro)

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	201 231,09 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	74 218,47 EUR	344 869,74 EUR
Mapa Proposto	201 426,57 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	86 404,30 EUR	357 251,06 EUR
Diferença (EUR; %)	(+195,48 EUR; +0,10%)	-	-	(+12185,83 EUR; +14,10%)	(+12381,31 EUR; +3,47%)

Ciclo Semanal por Épocas	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	201 307,09 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	86 991,80 EUR	357 719,06 EUR
Mapa Proposto	201 396,92 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	86 898,13 EUR	357 715,23 EUR
Diferença (EUR; %)	(+89,83 EUR; +0,04%)	-	-	(-93,66 EUR; -0,11%)	(-3,83 EUR; 0,00%)

Quadro V-12 - Impacte dos novos períodos horários na TAR, num consumidor médio industrial em MAT, nos ciclos semanal e semanal por épocas, na área de rede C (Sul)

Ciclo Semanal	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	201 455,19 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	87 757,10 EUR	358 632,47 EUR
Mapa Proposto	201 477,16 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	88 275,38 EUR	359 172,73 EUR
Diferença (EUR; %)	(+21,97 EUR; +0,01%)	-	-	(+518,28 EUR; +0,59%)	(+540,25 EUR; +0,15%)

Ciclo Semanal por Épocas	TAR (EUR/ano)				
	Energia Ativa	Energia Reativa	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	TOTAL
Mapa Vigente	201 456,69 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	88 012,44 EUR	358 889,31 EUR
Mapa Proposto	201 474,61 EUR	28 089,64 EUR	41 330,55 EUR	87 932,26 EUR	358 827,06 EUR
Diferença (EUR; %)	(+17,92 EUR; +0,01%)	-	-	(-80,17 EUR; -0,09%)	(-62,26 EUR; -0,02%)

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

+351 213 033 200

erse@erse.pt

www.erse.pt

