

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2024

Dezembro 2023

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	SUMÁRIO EXECUTIVO	3
3	BALANÇO DE ENERGIA E NÚMERO DE CONSUMIDORES	9
3.1	Portugal continental.....	11
3.1.1	Previsão da procura.....	11
3.1.2	Desvios da procura	19
3.2	Região Autónoma dos Açores.....	20
3.2.1	Previsão da procura.....	20
3.2.2	Desvios da procura	21
3.3	Região Autónoma da Madeira.....	22
3.3.1	Previsão da procura.....	22
3.3.2	Desvios da procura	23
4	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE	25
4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	25
4.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	26
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	29
5.1	Fatores de simultaneidade nas redes.....	30
5.2	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	31
5.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	33
5.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	36
6	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	41
6.1	Tarifa de Energia.....	41
6.2	Tarifas de Comercialização	42
7	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	43
7.1	Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	44
7.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	47
7.2.1	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	47
7.2.2	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	50
7.2.3	Baixa Tensão Normal Social	53
8	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS APLICADAS EM MAT, AT, MT E BTE NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO DO CUR	57
9	PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO	59

9.1	Quantidades consideradas no mercado liberalizado.....	60
9.2	Caracterização do consumo e da potência contratada dos clientes no mercado liberalizado	64
9.2.1	Muito Alta Tensão	65
9.2.2	Alta Tensão	66
9.2.3	Média Tensão	68
9.2.4	Baixa Tensão Especial	70
9.2.5	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	71
9.2.6	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	74
9.2.7	Baixa Tensão Normal Social	77
10	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	81
10.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	82
10.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	85
10.2.1	Média Tensão	86
10.2.2	Baixa Tensão Especial	87
10.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	88
10.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)	90
10.2.5	Baixa Tensão Normal Social	93
11	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA.....	97
11.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	98
11.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	101
11.2.1	Média Tensão	102
11.2.2	Baixa Tensão Especial	103
11.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	104
11.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)	106
11.2.5	Baixa Tensão Normal Social	109
12	PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES	113
13	PERFIS DE CONSUMO.....	117
13.1	Diagrama de Carga em BTN tri-horária.....	119
13.2	Diagrama de Carga em BTN bi-horária	119
13.3	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	120
14	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES	123
14.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	123

14.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	125
14.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	126

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão	4
Figura 2-2 - Intensidade elétrica em Portugal e na EU corrigida pela paridade do poder de compra	5
Figura 3-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	12
Figura 3-2 - Número acumulado de clientes no mercado livre.....	15
Figura 3-3 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado.....	16
Figura 3-4 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão.....	17
Figura 3-5 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2023 e 2024.....	18
Figura 3-6 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2023 e 2024	18
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS	25
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT.....	27
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT.....	27
Figura 5-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS	33
Figura 5-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT.....	35
Figura 5-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT.....	36
Figura 5-4 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD	38
Figura 5-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URD	39
Figura 6-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de energia	42
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária	48
Figura 7-2 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	48
Figura 7-3 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	49
Figura 7-4 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência e (BTN > 20,7 kVA)	49
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (≤ 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária	50
Figura 7-6 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA) *	51
Figura 7-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*	52
Figura 7-8 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*	52
Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	53

Figura 7-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	54
Figura 7-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	55
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	55
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário.....	65
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MAT	66
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário	67
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em AT	67
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário.....	68
Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MT	69
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário	70
Figura 9-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em BTE.....	71
Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período tarifário	72
Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA).....	72
Figura 9-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA).....	73
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA).....	73
Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (\leq 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária	74
Figura 9-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN \leq 20,7 kVA)*	75
Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN \leq 20,7 kVA)*	76
Figura 9-16 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN \leq 20,7 kVA)*	76
Figura 9-17 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária	77
Figura 9-18 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	78
Figura 9-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	79
Figura 9-20 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	79

Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário	86
Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT	86
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário	87
Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE	87
Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário	88
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)	89
Figura 10-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)	89
Figura 10-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)	90
Figura 10-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária	91
Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA)*	92
Figura 10-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	92
Figura 10-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	93
Figura 10-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária	94
Figura 10-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	95
Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social).....	95
Figura 10-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	96
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário	102
Figura 11-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT	102
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário	103
Figura 11-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE	103
Figura 11-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário	104
Figura 11-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)	105
Figura 11-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)	105
Figura 11-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (> 20,7 kVA).....	106
Figura 11-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária	107
Figura 11-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	108

Figura 11-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	108
Figura 11-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	109
Figura 11-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária	110
Figura 11-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	111
Figura 11-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	111
Figura 11-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	112
Figura 13-1 - Perfil de consumo para BTN Simples	118
Figura 13-2 - Perfil de consumo para BTN bi-horária	118
Figura 13-3 - Perfil de consumo para BTN tri-horária	118

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA	9
Quadro 3-2 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal	10
Quadro 3-3 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental	11
Quadro 3-4 - Previsões do consumo de energia elétrica em Portugal continental	13
Quadro 3-5 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental	13
Quadro 3-6 - Consumo referido à emissão	19
Quadro 3-7 - Balanço de energia elétrica da E-REDES	20
Quadro 3-8 - Balanço de energia elétrica da EDA	21
Quadro 3-9 - Balanço de energia elétrica da EDA	22
Quadro 3-10 - Balanço de energia elétrica da EEM	23
Quadro 3-11 - Balanço de energia elétrica da EEM	24
Quadro 4-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte	25
Quadro 4-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} do operador da rede de transporte	26
Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do operador da rede de transporte	26
Quadro 5-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário	29

Quadro 5-2 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.....	30
Quadro 5-3 - Coeficientes de simultaneidade	31
Quadro 5-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição	32
Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} dos operadores das redes de distribuição	34
Quadro 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} dos operadores das redes de distribuição	35
Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT} dos operadores das redes de distribuição	37
Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT} dos operadores das redes de distribuição	37
Quadro 5-9 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT} dos operadores das redes de distribuição	38
Quadro 6-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de energia do Comercializador de Último Recurso	41
Quadro 6-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de comercialização do Comercializador de Último Recurso	42
Quadro 7-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso.....	43
Quadro 7-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA)	44
Quadro 7-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) Sazonal	44
Quadro 7-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA)	45
Quadro 7-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Sazonal	46
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (IP)	47
Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para efeito do cálculo das tarifas aplicadas em MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do CUR.....	57
Quadro 8-2 – Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em MT	58
Quadro 8-3 - Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em BTE	58
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do mercado liberalizado	59
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT	60

Quadro 9-3 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT	61
Quadro 9-4 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT	61
Quadro 9-5 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	62
Quadro 9-6 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA).....	62
Quadro 9-7 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (\leq 20,7 kVA).....	63
Quadro 9-8 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (IP).....	64
Quadro 10-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	81
Quadro 10-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT	82
Quadro 10-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE	83
Quadro 10-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA)	83
Quadro 10-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA).....	84
Quadro 10-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)	85
Quadro 11-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	97
Quadro 11-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT	98
Quadro 11-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE	99
Quadro 11-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA).....	99
Quadro 11-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA)	100
Quadro 11-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)	101
Quadro 12-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – Portugal continental.....	114
Quadro 12-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAA.....	115
Quadro 12-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAM.....	116
Quadro 13-1 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN tri-horária	119
Quadro 13-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN tri-horária	119

Quadro 13-3 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN bi-horária	120
Quadro 13-4 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN bi-horária	120
Quadro 13-5 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN bi-horária.	120
Quadro 13-6 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples	121
Quadro 14-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	124
Quadro 14-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária	124
Quadro 14-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária.....	125
Quadro 14-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	126
Quadro 14-5 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	127

1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das seguintes tarifas: tarifas por atividade do operador da rede de transporte, tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição, tarifas por atividade do comercializador de último recurso (CUR), tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN do CUR, tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis em MAT, AT, MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do CUR e tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), para vigorar em 2024. São também descritos os pressupostos considerados para efeitos da definição dos diagramas de carga tipo utilizados no cálculo das tarifas, de acordo com o Regulamento Tarifário. Adicionalmente, são apresentados os fatores de ajustamento para perdas nas redes, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

Ao longo do documento, os clientes de comercializadores em mercado e os clientes com estatuto de agente de ofertas designar-se-ão clientes no mercado liberalizado. As entregas a estes clientes, conjuntamente com as entregas aos clientes do mercado regulado condicionam o cálculo das tarifas por atividade do operador da rede de transporte e dos operadores das redes de distribuição e, por consequência, das tarifas de Acesso às Redes.

Em 2024, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT, MT e BTE.

O comercializador de último recurso assegura ainda, nos termos da lei, o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado, os que regressem ao CUR por via do regime equiparado, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, e pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na redação vigente, bem como nas situações de fornecimento supletivo, previstas nos termos do artigo 140.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

O presente documento está organizado da seguinte forma:

- No capítulo 2 apresentam-se os pressupostos e conclusões acerca das previsões da procura.
- No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia elétrica e de número de consumidores, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

- No capítulo 4 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade a aplicar pelo operador da rede de transporte.
- No capítulo 5 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.
- No capítulo 6 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade do comercializador de último recurso.
- No capítulo 7 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.
- No capítulo 8 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas aplicadas em MAT, AT, MT e BTE, no âmbito do fornecimento supletivo do CUR.
- No capítulo 9 apresentam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado em Portugal continental.
- Nos capítulos 10 e 11 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM, respetivamente.
- No capítulo 12 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa social de acesso às redes.
- No capítulo 13 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BTN.
- No capítulo 14 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas nas redes de transporte e distribuição (no termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações).

2 SUMÁRIO EXECUTIVO

Decorrente da instabilidade mundial nos mercados de energia, a Comissão Europeia apresentou um plano de medidas de poupança de energia, de produção de energia renovável e de diversificação do aprovisionamento energético, denominado por Plano *REPowerEU*¹. Posteriormente, foi aprovado o Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia², onde se concretizaram medidas de emergência de redução do consumo de energia elétrica para os Estados-Membros. O Regulamento (UE) 2023/435³ permite aos Estados-Membros da UE introduzir capítulos da *REPowerEU* nos seus planos de recuperação e resiliência, a fim de acelerar a transição da União Europeia para uma energia limpa.

A previsão dos consumos de energia elétrica para o ano de 2024, tal como no ano de 2023, continua envolta numa conjuntura de instabilidade, quer geopolítica, quer económica, bem como de transição energética, que introduz bastante incerteza ao processo de previsão.

A crise energética justificou a tomada de um conjunto de medidas de redução do consumo de energia elétrica a nível europeu, através do referido Regulamento (UE) 2022/1854⁴, mas também a nível nacional⁵, limitadas no tempo. Para além dos efeitos diretos na procura, decorrentes das medidas tomadas pelos poderes políticos, a crise energética contribuiu, entre outros fatores, para o nível elevado de inflação que se verifica em Portugal, como no resto da Europa, o qual condiciona a evolução da economia portuguesa. Assim, a generalidade das instituições nacionais e estrangeiras prevê um abrandamento do crescimento do PIB português em 2024, para valores inferiores a 2%⁶. Tendo em conta a diminuição da intensidade elétrica do PIB que se tem verificado nos últimos anos, a evolução da procura de energia elétrica poderá ser ainda mais baixa.

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN>

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1854&from=PT>

³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=celex%3A32023R0435>

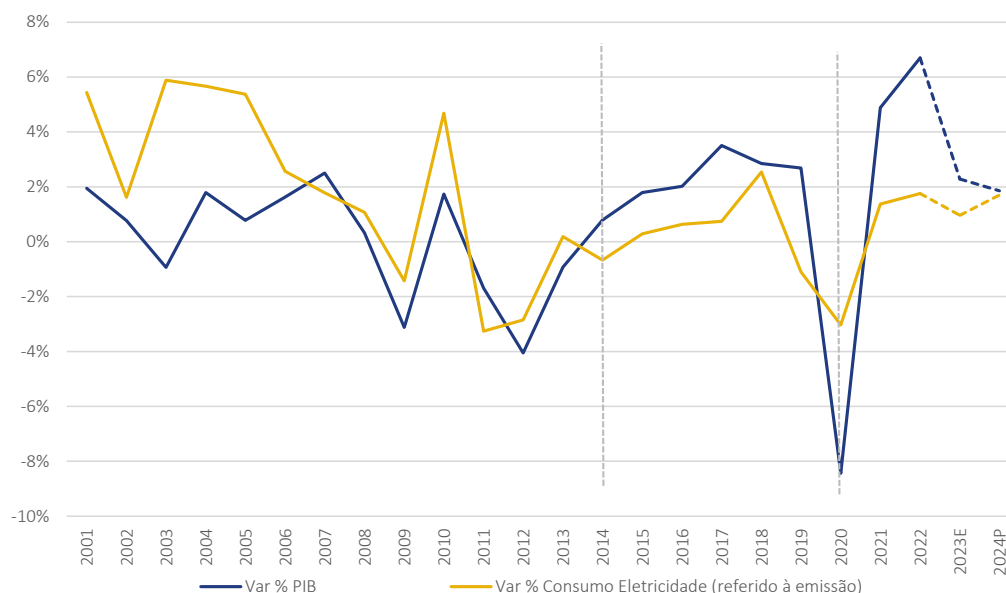
⁴ De acordo com o n.º 3 do Artigo 19.º do Regulamento, a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) elaborou dois relatórios sobre as reduções da procura alcançadas, “Council Regulation (EU) of 6 October 2022 on an emergency intervention to address high energy prices Monitoring obligations”, publicados a [31 de janeiro de 2023](#) e [30 de abril de 2023](#), respetivamente, e submetidos à Comissão Europeia.

⁵ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022](#), publicada no Diário da República, 1.ª série, de 27 de setembro.

⁶ Previsão de: 1,5% do Banco de Portugal – boletim económico – outubro de 2023; 1,5% do FMI – 2023 Article IV Consultation – Staff Report – junho de 2023 e World Economic Outlook – outubro 2023; 1,5% da OCDE – Economic Outlook, junho de 2023; 1,8% da CE – Previsões Económicas de primavera, maio de 2023; e 1,6% do CFP – Perspetivas económicas e orçamentais, setembro de 2023.

A Figura 2-1 compara a evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão⁷ e da taxa de crescimento real do PIB desde 2001.

Figura 2-1 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão



Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, E-Redes

A partir de 2014 a variação do consumo de energia elétrica foi inferior à variação do PIB. Esta tendência só foi interrompida em 2020 durante a crise pandémica. Em 2021 e 2022, face à forte recuperação da economia portuguesa no período pós-pandémica, a variação percentual do PIB volta a situar-se bastante acima do consumo.

Para 2023 e 2024 prevê-se um desacelerar do crescimento do PIB e do consumo em 2023, sendo que, à semelhança da tendência observada desde 2014, o diferencial entre a variação do nível de atividade e a procura de energia elétrica deverá ser positivo, assegurando, contudo, um crescimento desta última⁸.

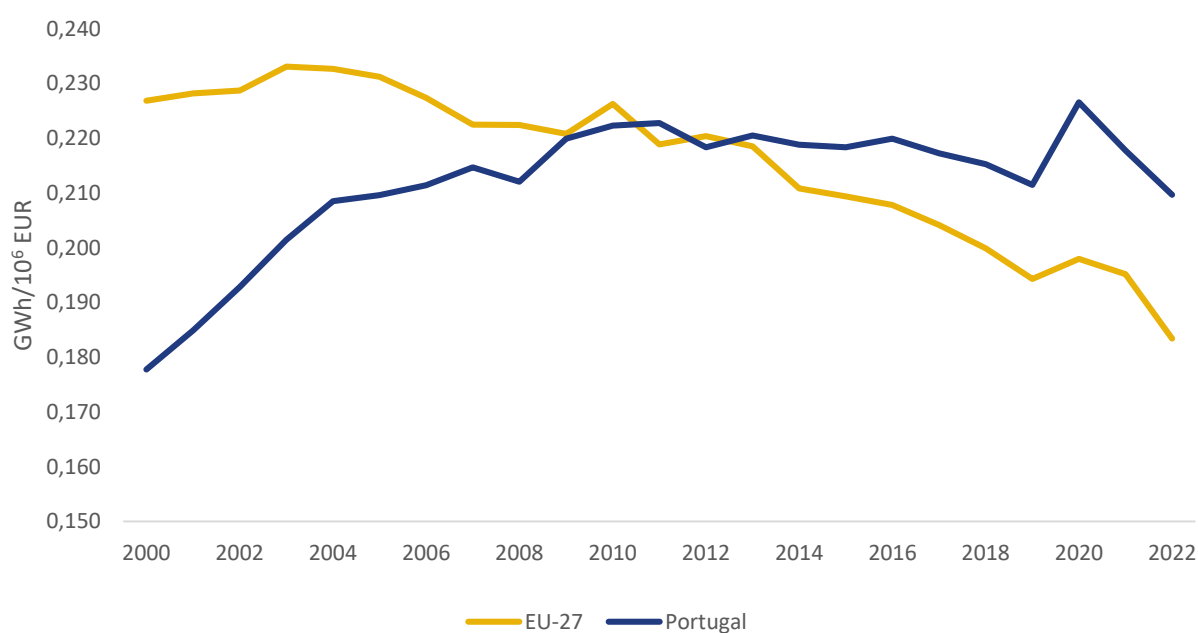
Na Figura 2-2 comparam-se as evoluções da intensidade elétrica do PIB em Portugal continental e na União Europeia (UE), corrigidas pela paridade do poder de compra. É possível diferenciar o comportamento da intensidade elétrica em Portugal face à UE em 3 fases distintas: i) um primeiro período até 2009, em que a intensidade elétrica nacional teve uma tendência crescente e se aproximou da europeia, devido a um forte

⁷ A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

⁸ Tanto nas previsões da E-Redes como nas da REN, que são inferiores.

crescimento do consumo de energia elétrica, enquanto na UE verificou-se uma evolução contrária, ii) entre 2009 e 2014, onde se verificou um alinhamento na tendência entre Portugal e a UE, embora observando-se um nível ligeiramente superior na intensidade elétrica nacional, iii) a partir de 2012, para a EU, e 2017, para Portugal, inicia-se uma tendência de diminuição da intensidade elétrica, superior no caso da UE comparativamente com Portugal, interrompida em 2020.

Figura 2-2 - Intensidade elétrica em Portugal e na EU corrigida pela paridade do poder de compra



Fonte: ERSE, EUROSTAT

Refira-se que no capítulo 3 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico” é feita uma análise mais profunda dos pressupostos macroeconómicos da economia portuguesa.

À semelhança dos exercícios tarifários de anos anteriores, em junho de 2023, a REN, a E-Redes e a SU Eletricidade enviaram informação real, estimativas e previsões, de consumo e número de consumidores em Portugal continental, para os anos de 2022, 2023 e 2024, respetivamente. Na sequência da análise à informação enviada pelos dois operadores de redes, verificou-se que as previsões da REN para o consumo

referido à emissão ⁹ são inferiores às previsões da E-Redes, em 2023 e em 2024, -432 GWh e -601 GWh, respetivamente.

Conjugando a análise da informação das empresas com a evolução mais recente do consumo de energia elétrica, de outros indicadores económicos e do contexto legislativo a nível nacional e europeu ¹⁰, a ERSE considerou os seguintes pressupostos para Portugal continental, na definição da procura de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2024:

- Para a definição do nível e da estrutura de consumo em 2022:
 - foram considerados os valores reais de fornecimentos, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-Redes, resultando um valor global de 45 419 GWh, que corresponde a um acréscimo de 1,6% face aos fornecimentos de 2021;
- Para a definição do nível e da estrutura de consumo em 2023:
 - foram considerados os valores de fornecimentos, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-Redes, o que conduz a um valor global de 46 079 GWh, 3,1% superior ao valor considerado em tarifas de 2023;
- Para o nível e a estrutura de consumo de 2024:
 - foram considerados os valores de fornecimentos, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-Redes, o que resulta num valor global 46 781 GWh, 4,7% superior ao valor considerado em tarifas de 2023;
- As taxas de perdas nas redes de distribuição são as previstas pela E-Redes, 9,78%, 9,13% e 9,48%, respetivamente para 2022, 2023 e 2024 ¹¹.
- A taxa de perdas da rede de transporte ¹² são as previstas pela REN, 1,59 %, 1,47% e 1,34%, respetivamente para 2022, 2023 e 2024.

⁹ Os valores da energia entrada na rede de distribuição previstos pela E-Redes são convertidos para o referencial da emissão por acréscimo dos consumos próprios da REN e tendo em conta as taxas de perdas na rede de transporte previstas pela REN.

¹⁰ Algumas das contingências que caracterizaram as previsões para as tarifas de 2023 (Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro) já não se verificam, o que permite voltar a prever a evolução da procura em linha com a evolução da atividade económica.

¹¹ A taxa de perdas nas redes de distribuição apresentada corresponde ao quociente das perdas na rede de distribuição (em GWh) pelos fornecimentos a clientes finais em todos os níveis de tensão, excluindo MAT.

¹² A taxa de perdas na rede de transporte apresentada corresponde ao quociente das perdas na rede de transporte (em GWh) pelo consumo referido à emissão.

- Adoção do número total de consumidores por nível de tensão da E-Redes em 2022, 2023 e 2024.
- Quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão para 2022, em consonância com os dados reais do ano 2022. Para os anos de 2023 e 2024, são mantidas as quotas de consumo estimadas e previstas pela E-Redes para MAT e AT, e para os restantes níveis de tensão são utilizados os dados mais recentes da monitorização do mercado liberalizado de eletricidade.

A opção de a ERSE considerar os valores propostos pela E-Redes reflete as incertezas associadas ao contexto macroeconómico e a um possível abrandamento da economia portuguesa. Este contexto particularmente incerto obriga a assumir uma abordagem cautelosa num exercício de previsão desta natureza, que não deixa, contudo, de ser coerente com as projeções para a evolução da economia portuguesa.

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a Eletricidade dos Açores (EDA) e a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviaram o balanço de energia elétrica para 2022, a estimativa para 2023 e a previsão para 2024, tendo a ERSE aceite as previsões das empresas. Como tal, o nível de consumo das Regiões Autónomas, resulta das previsões das empresas (EDA e EEM), devendo registar-se em 2023 e 2024 uma evolução positiva do consumo de energia elétrica. Assim, prevê-se para a Região Autónoma dos Açores crescimentos de 0,9% e 0,4% para 2023 e 2024, respetivamente, e para a Região Autónoma da Madeira crescimentos de 1,1% em 2023 e de 1,0% em 2024.

Para além da informação previamente referida, importa realçar também os seguintes aspetos:

- a) Para 2023 e 2024, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de 93,3% e 93,6%, respetivamente.
- b) Verifica-se uma evolução estável dos diagramas de carga, visível na tipificação de quantidades para os vários tipos de fornecimento.
- c) A tarifa bi-horária representa 10,6% do total dos consumos em BTN em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 2,4% e 8,0%, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respetivamente.
- d) Na Região Autónoma dos Açores o peso da tarifa tri-horária no total dos consumos em BTN é muito significativo (32,5%) e superior aos valores correspondentes em Portugal continental (15,7%) e na Região Autónoma da Madeira (9,9%).
- e) O número de clientes com tarifa social de eletricidade previsto para o ano de 2024 é de cerca de 822 mil clientes em Portugal continental e de cerca de 39 mil clientes nas Regiões Autónomas.

- f) Foram atualizados os perfis de consumo para BTN.

3 BALANÇO DE ENERGIA E NÚMERO DE CONSUMIDORES

Neste capítulo caracteriza-se o nível de consumo de energia elétrica estimado para 2023 e previsto para 2024, assim como os dados reais do ano 2022, para Portugal continental e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Os consumos reais de energia elétrica em 2022 influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir nos proveitos permitidos de 2024.

O Quadro 3-1 apresenta o consumo referido à emissão e aos fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA, para os anos de 2022, 2023 e 2024.

Quadro 3-1 - Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA

	Unidade: GWh		
	Real 2022	Estimativa 2023	Tarifas 2024
Portugal Continental			
Consumo referido à emissão	50 455	50 836	51 703
(Variação média anual)	2,0%	0,8%	1,7%
Perdas nas redes de Transporte e Distribuição	5 021	4 743	4 906
Perdas/Fornecimentos	11,1%	10,3%	10,5%
Fornecimentos a Clientes	45 419	46 079	46 781
(Variação média anual)	1,6%	1,5%	1,5%
Região Autónoma da Madeira			
Consumo referido à emissão	903	913	922
(Variação média anual)	5,5%	1,1%	1,0%
Perdas na Rede	72	73	73
Perdas/Fornecimentos	8,7%	8,7%	8,7%
Fornecimentos a Clientes	830	839	848
(Variação média anual)	5,6%	1,1%	1,0%
Região Autónoma da Açores			
Consumo referido à emissão	823	832	840
(Variação média anual)	1,8%	1,1%	0,9%
Perdas na Rede	55	56	57
Perdas/Fornecimentos	7,2%	7,2%	7,3%
Fornecimentos a Clientes	766	773	776
(Variação média anual)	0,9%	0,9%	0,4%

No Quadro 3-2 apresentam-se os consumos e o número de consumidores de energia elétrica verificados em 2022 (2022R) e previstos nas tarifas para 2023 (2023T) e nas tarifas para 2024 (2024T), em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira

Quadro 3-2 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal

2022 Real	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	23	0,8%	2 219	5,2%	0	0,0%	0	0,0%	2 242	4,8%	2	0,0%	77	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	79	0,0%
AT	0	0,0%	6 809	16,0%	0	0,0%	0	0,0%	6 809	14,5%	3	0,0%	330	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	333	0,0%
MT	313	11,1%	14 579	34,2%	283	37,0%	227	27,4%	15 402	32,8%	988	0,1%	24 727	0,5%	751	0,6%	336	0,2%	26 801	0,4%
BT	2 481	88,1%	18 996	44,6%	483	63,0%	602	72,6%	22 562	48,0%	950 959	99,9%	5 420 399	99,5%	127 909	99,4%	143 774	99,8%	6 643 041	99,6%
BTE	105	3,7%	3 115	7,3%	64	8,4%	140	16,9%	3 425	7,3%	1 676	0,2%	37 042	0,7%	776	0,6%	1 284	0,9%	40 778	0,6%
BTN > 20.7 kVA	173	6,1%	1 715	4,0%	49	6,5%	61	7,3%	1 998	4,2%	7 687	0,8%	61 822	1,1%	1 901	1,5%	2 460	1,7%	73 869	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 165	76,9%	14 096	33,1%	368	48,0%	398	47,9%	17 027	36,2%	820 789	86,2%	5 116 405	94,0%	121 781	94,7%	135 966	94,3%	6 194 941	92,9%
BTN <= 2.3 kVA	38	1,3%	69	0,2%	1	0,2%	4	0,5%	112	0,2%	120 807	12,7%	205 131	3,8%	3 451	2,7%	4 065	2,8%	333 453	5,0%
TOTAL	2 817	100,0%	42 602	100,0%	766	100,0%	830	100,0%	47 015	100,0%	951 951	100,0%	5 445 532	100,0%	128 660	100,0%	144 110	100,0%	6 670 253	100,0%

2023 Tarifas	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	26	1,0%	2 183	5,2%	0	0,0%	0	0,0%	2 210	4,8%	2	0,0%	77	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	79	0,0%
AT	18	0,7%	6 732	16,0%	0	0,0%	0	0,0%	6 750	14,6%	3	0,0%	337	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	340	0,0%
MT	271	10,2%	14 267	33,9%	285	37,2%	219	26,3%	15 042	32,5%	1 031	0,1%	25 036	0,5%	796	0,6%	339	0,2%	27 202	0,4%
BT	2 344	88,1%	18 846	44,8%	483	62,8%	614	73,7%	22 287	48,1%	928 117	99,9%	5 507 457	99,5%	129 394	99,4%	143 077	99,8%	6 708 045	99,6%
BTE	99	3,7%	3 065	7,3%	61	8,0%	137	16,5%	3 362	7,3%	1 699	0,2%	37 758	0,7%	770	0,6%	1 265	0,9%	41 493	0,6%
BTN > 20.7 kVA	107	4,0%	1 479	3,5%	46	6,0%	60	7,3%	1 693	3,7%	5 196	0,6%	64 120	1,2%	1 877	1,4%	2 371	1,7%	73 563	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 103	79,1%	14 219	33,8%	374	48,6%	412	49,5%	17 107	37,0%	801 530	86,3%	5 183 243	93,7%	123 027	94,5%	135 355	94,4%	6 243 156	92,7%
BTN <= 2.3 kVA	35	1,3%	84	0,2%	2	0,2%	4	0,5%	124	0,3%	119 692	12,9%	222 336	4,0%	3 720	2,9%	4 085	2,8%	349 833	5,2%
TOTAL	2 659	100,0%	42 029	100,0%	768	100,0%	833	100,0%	46 288	100,0%	929 153	100,0%	5 532 907	100,0%	130 190	100,0%	143 415	100,0%	6 735 665	100,0%

2024 Tarifas	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2 316	5,3%	0	0,0%	0	0,0%	2 316	4,8%	0	0,0%	82	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	82	0,0%
AT	0	0,0%	6 939	15,8%	0	0,0%	0	0,0%	6 939	14,3%	0	0,0%	343	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	343	0,0%
MT	77	2,6%	15 359	35,0%	288	37,2%	229	27,0%	15 954	33,0%	559	0,1%	25 510	0,5%	823	0,6%	339	0,2%	27 231	0,4%
BT	2 858	97,4%	19 232	43,9%	488	62,8%	618	73,0%	23 196	47,9%	957 502	99,9%	5 535 676	99,5%	130 747	99,4%	145 095	99,8%	6 769 019	99,6%
BTE	76	2,6%	3 375	7,7%	65	8,4%	143	16,9%	3 659	7,6%	1 317	0,1%	38 848	0,7%	806	0,6%	1 297	0,9%	42 267	0,6%
BTN > 20.7 kVA	188	6,4%	1 762	4,0%	50	6,4%	63	7,4%	2 062	4,3%	7 550	0,8%	63 282	1,1%	2 007	1,5%	2 484	1,7%	75 323	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 553	87,0%	14 026	32,0%	371	47,9%	408	48,2%	17 359	35,9%	828 224	86,4%	5 221 811	93,9%	124 601	94,7%	137 211	94,3%	6 311 847	92,9%
BTN <= 2.3 kVA	40	1,4%	70	0,2%	1	0,2%	4	0,5%	116	0,2%	120 411	12,6%	211 734	3,8%	3 333	2,5%	4 104	2,8%	339 582	5,0%
TOTAL	2 935	100,0%	43 846	100,0%	776	100,0%	847	100,0%	48 404	100,0%	958 061	100,0%	5 561 610	100,0%	131 570	100,0%	145 434	100,0%	6 796 675	100,0%

3.1 PORTUGAL CONTINENTAL

3.1.1 PREVISÃO DA PROCURA

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a REN e a E-Redes submeteram à ERSE informação sobre o balanço de energia elétrica em 2022, assim como uma estimativa para 2023 e uma previsão para 2024. O Quadro 3-3 e a Figura 3-1 sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerado pela ERSE em 2023 e 2024, bem como as perspetivas da REN e da E-Redes.

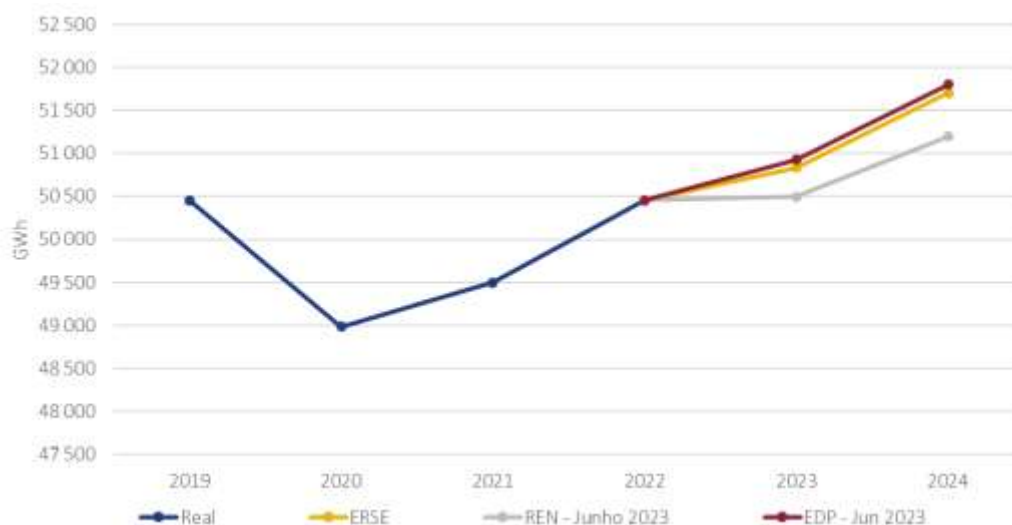
Quadro 3-3 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental

Unidade: GWh

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Real	50 454	48 987	49 500	50 455		
(Variação média anual)	-0,9%	-2,9%	1,0%	1,9%		
Previsões para Tarifas 2024						
REN - Junho 2023					50 498	51 200
(Variação média anual)					0,1%	1,4%
E-Redes - Junho 2023 [1]					50 929	51 801
(Variação média anual)					0,9%	1,7%
ERSE					50 836	51 703
					0,8%	1,7%

[1] Os valores de energia de entrada na rede de distribuição enviados pela E-Redes foram acrescidos dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os dados enviados pela REN.

Figura 3-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



Nota: Os valores de energia entrada na rede de distribuição enviados pela E-REDES foram acrescidos dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os dados enviados pela REN.

Fonte: REN, E-REDES, ERSE

O Quadro 3-4 resume as estimativas para 2023 e as previsões para 2024 dos fornecimentos de energia elétrica, por nível de tensão, que foram considerados pela ERSE no cálculo tarifário de 2024, bem como os valores correspondentes perspetivados pela E-Redes.

Refira-se que, quer o consumo para bombagem hidroelétrica abastecida pela RND ¹³, quer a recuperação de consumo ilícito ¹⁴, quer os consumos associados à participação no projeto piloto do mercado de reserva de regulação não são considerados no cálculo das tarifas de acesso às redes.

¹³ Decorre da isenção do pagamento das tarifas de acesso às redes prevista no número 1 do artigo 54.º do Regulamento Tarifário.

¹⁴ No caso do consumo ilícito, a sua faturação é efetuada através de procedimentos autónomos e não pelos procedimentos normais de leitura dos contadores e correspondente faturação.

Quadro 3-4 - Previsões do consumo de energia elétrica em Portugal continental

Unidade: GWh

	Real		Proposta E-Redes junho 2023		ERSE Tarifas 2024		Diferenças ERSE - E-Redes	
	2021	2022	2023	2024	2023	2024	2023	2024
	= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO¹	48 772	49 727	50 166	51 094	50 166	51 094	0
- Bombagem abastecida pela RND	23	42	34	38	34	38	0	0
- Consumos ilícitos recuperados na RND	51	34	48	49	48	49	0	0
- Consumos associados a Projeto Piloto	0	11	10	10	10	10	0	0
- Perdas na rede de Distribuição	4 007	4 222	3 996	4 215	3 996	4 215	0	0
(Perdas/Fornecimentos)	0,01%	0,01%	9,11%	9,46%	9,13%	9,48%		
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO CUR E A CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO	44 690	45 419	46 079	46 781	46 079	46 781	0	0
(Variação média anual)	1,4%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%		
BT	21 220	21 476	21 956	22 090	21 956	22 090	0	0
(Variação média anual)	1,2%	1,2%	2,2%	0,6%	2,2%	0,6%		
MT	14 397	14 892	14 975	15 437	14 975	15 437	0	0
(Variação média anual)	3,5%	3,4%	0,6%	3,1%	0,6%	3,1%		
AT	6 792	6 809	6 828	6 939	6 828	6 939	0	0
(Variação média anual)	-0,2%	0,3%	0,3%	1,6%	0,3%	1,6%		
MAT	2 282	2 242	2 320	2 316	2 320	2 316	0	0
(Variação média anual)	-5,1%	-1,8%	3,5%	-0,2%	3,5%	-0,2%		

¹ Inclui o consumo em bombagem dos centros electroprodutores hidroelétricos ligados em AT, o consumo ilícito recuperado e o consumo associado à participação no projeto piloto do mercado de reserva de regulação.

O quadro seguinte resume as aquisições do CUR consideradas pela ERSE no cálculo tarifário de 2024 e os seus valores homólogos.

Quadro 3-5 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental

Unidade: GWh

	Real		Proposta SU Eletricidade junho 2023		ERSE Tarifas 2024		Diferenças ERSE - SU Eletricidade	
	2021	2022	2023	2024	2023	2024	2023	2024
	+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-18 987	-13 179	-14 081	-17 926	-14 146	-17 704	-65
+ Produção em regime especial	21 699	16 439	17 496	21 113	17 750	21 113	254	0
= Total das Aquisições do CUR	2 713	3 260	3 416	3 187	3 604	3 408	188	221
- Perdas na rede de Distribuição	326	391	484	451	484	427	0	-24
(perdas/fornecimentos)	13,9%	13,9%	16,5%	16,5%	15,8%	14,6%	0,0%	-12,0%
- Perdas na rede de Transporte	43	52	0	0	53	46	53	46
(perdas/fornecimentos)	1,9%	1,8%	0,0%	0,0%	1,7%	1,6%	39,3%	22,9%
= Total dos Fornecimentos do CUR	2 343	2 817	2 932	2 736	3 067	2 935	135	200

CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

No dia 1 de janeiro de 2013 foram extintas por completo as tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais e este calendário segue-se ao anterior processo de extinção de tarifas reguladas, que já havia abrangido o conjunto de clientes em baixa tensão especial, média tensão, alta tensão e muito alta tensão.

A partir dessa data e, com o alargamento do período transitório, até final de 2025 para clientes finais em baixa tensão normal, vigoram as tarifas transitórias, publicadas pela ERSE, não podendo a evolução previsional do mercado livre deixar de considerar este facto.

Por outro lado, a análise previsional da ERSE considera a possibilidade de os clientes em BTN poderem regressar às tarifas reguladas do comercializador de último recurso (CUR), nomeadamente pelo exercício da opção legal associada à tarifa equiparada.

A projecção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o que resta do ano de 2023 e para a globalidade de 2024 tem ainda em consideração a seguinte informação:

- Evolução histórica do número de clientes em atividade no mercado livre, o seu peso relativo no mercado livre e respetivos consumos anuais expectáveis em função dos consumos médios mensais.
- Repartição do número de clientes no mercado livre por nível de tensão e a sua evolução temporal.

Assim, considerando a evolução histórica do mercado livre, o alargamento do período para a extinção de tarifas reguladas para os clientes de energia elétrica em baixa tensão, a possibilidade dos clientes em BTN regressarem ao CUR, o contexto ainda de incerteza e possível volatilidade dos preços, e a evolução previsional quer do número de clientes, quer do consumo realizado em mercado livre que aqui se apresenta, parte do pressuposto que a transferência gradual que tem vindo a ocorrer para o mercado livre, quer dos clientes nos limiares de extinção da tarifa transitória para mercado, quer dos clientes em BTN, vai continuar a reduzir-se, ainda que com menor expressão do que no ano transato.

Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2022, cerca de 5,47 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento de cerca de 0,2% face a 2021. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, que, apesar do abrandamento do ritmo de crescimento, tem vindo a aumentar. Os restantes segmentos de nível de tensão já estão, na sua maioria, a ser abastecidos no mercado livre.

No final de 2022 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado ¹⁵ de cerca de 42,5 TWh, valor cerca de 0,9% superior ao observado em 2021.

¹⁵ Consumo anualizado corresponde ao valor de consumo que o número de consumidores em mercado livre verificaria no período de um ano.

No final do mês de outubro de 2023, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 5 543 328, representando o seu consumo cerca de 93,7% do consumo total.

A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2016 consta da Figura 3-2. Por outro lado, a Figura 3-3 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado livre, desde 2016, de forma cumulativa ao consumo no mercado regulado.

Figura 3-2 - Número acumulado de clientes no mercado livre

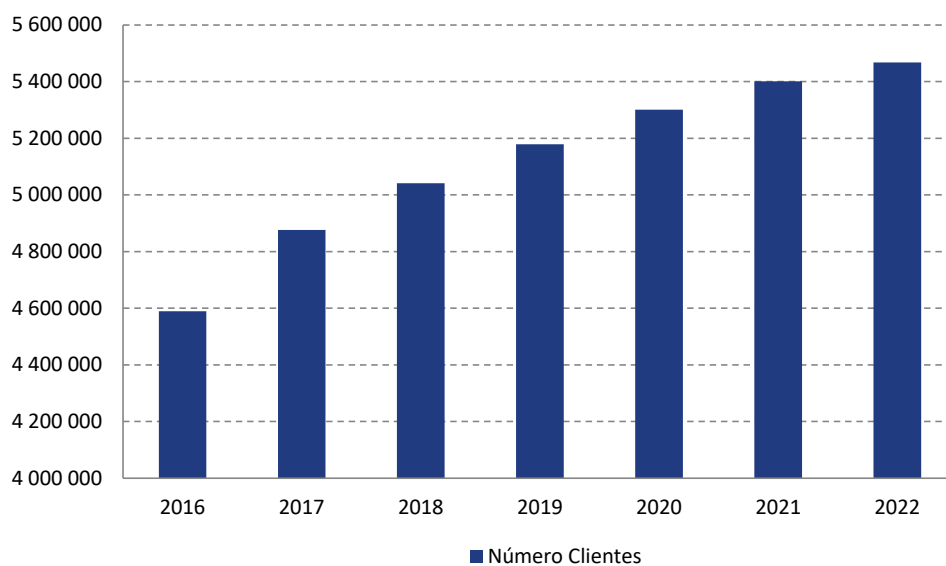
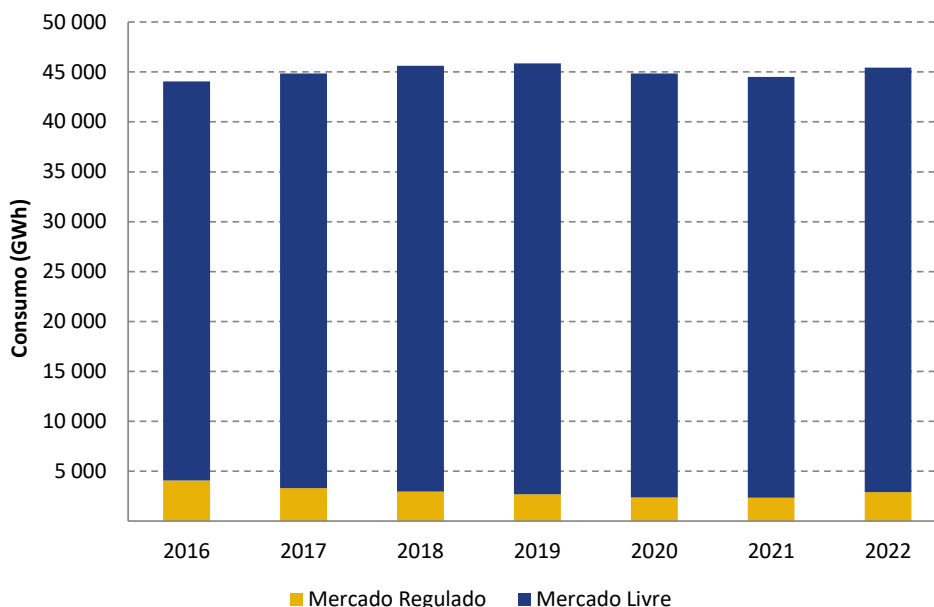


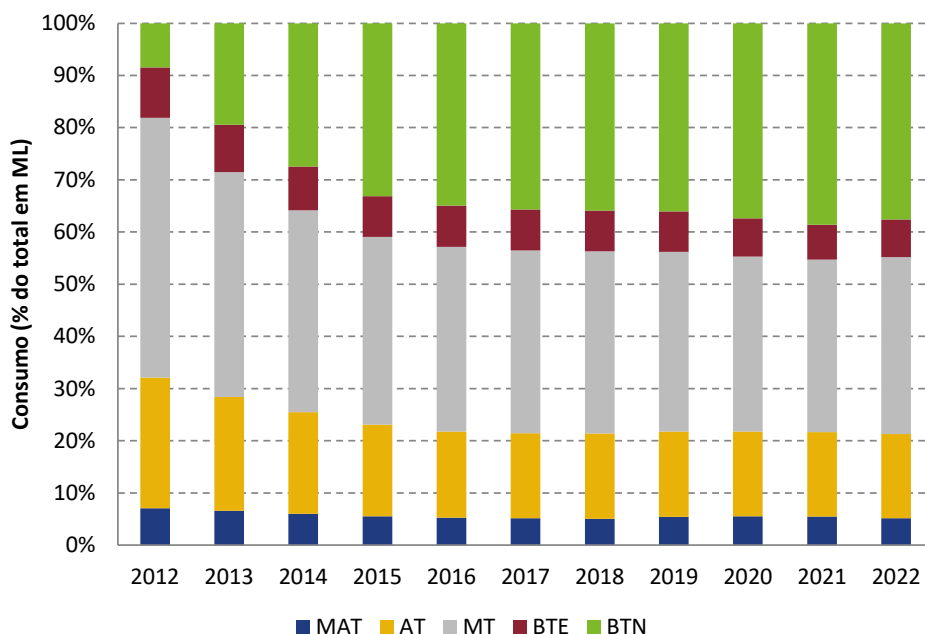
Figura 3-3 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



Apesar dos clientes em BTN representarem, em número, a esmagadora maioria dos clientes em mercado livre, os restantes clientes, que representam um peso maior em termos de consumo, estão já, na sua maioria, em mercado livre. Ainda assim, relembra-se que, desde o início de 2018, é possível aos consumidores estabelecer um contrato com o comercializador de último recurso, por exercício da possibilidade de contratação associada à inexistência de tarifa equiparada.

Por seu lado, a estrutura do consumo atribuído a mercado livre, apresentada na Figura 3-4 demonstra que parte substancial dos consumos é ainda atribuível a clientes de AT e MT. Todavia, com a extinção das tarifas para clientes BTN a partir de 2013, foi notória a intensificação da migração para mercado de clientes em BTN, facto que veio determinar uma alteração da estrutura do consumo do mercado livre quando caracterizada por nível de tensão, que tem vindo a estabilizar-se nos últimos anos.

Figura 3-4 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão



Deste quadro evolutivo, resulta a estimativa de número e consumo de clientes em mercado livre que constam da Figura 3-5 e Figura 3-6. O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor médio global de cerca de 5,49 milhões clientes em 2023 e cerca de 5,51 milhões em 2024. No que respeita às estimativas de consumo, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de 93,3% em 2023 e 93,6% em 2024. Em 2023, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da redução do consumo anualizado que se tem vindo a verificar durante este ano, fruto ainda do impacte da imprevisibilidade dos preços no mercado, refletidos em grande parte das ofertas, o que veio inibir a mudança para o mercado livre, e da possibilidade dos clientes em BTN poderem regressar ao mercado regulado. Embora este facto contribua para o abrandamento do ritmo de entrada dos clientes em BTN, crê-se que, com o calendário de extinção de tarifas de venda a clientes finais, continue a ocorrer passagem de clientes do mercado regulado para o mercado livre.

Decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado anteriormente mencionado, refira-se que, entre janeiro de 2018 e dezembro de 2021, tinham regressado 46 321 clientes ao mercado regulado. Desde o início de 2022 até outubro de 2023, regressaram ao mercado regulado 134 084 clientes.

Figura 3-5 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2023 e 2024

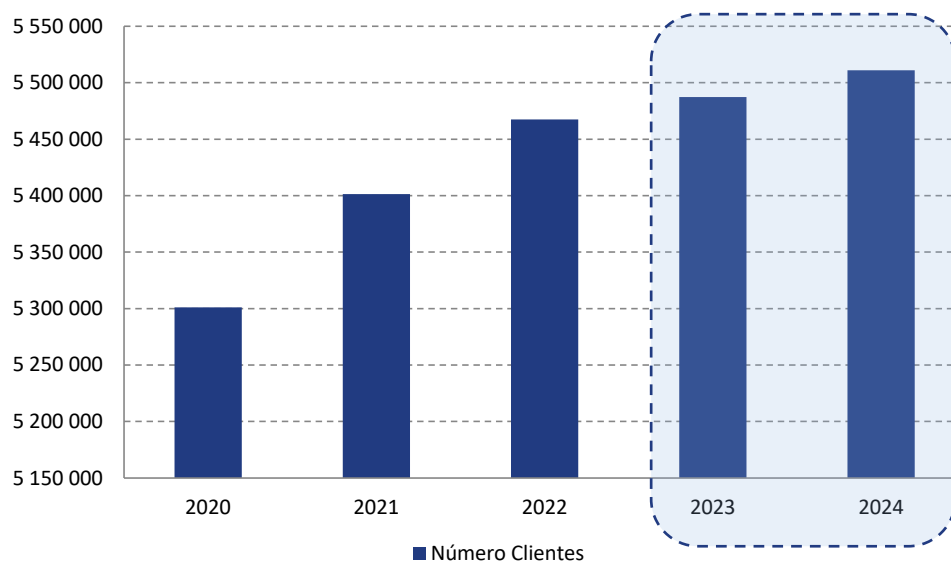
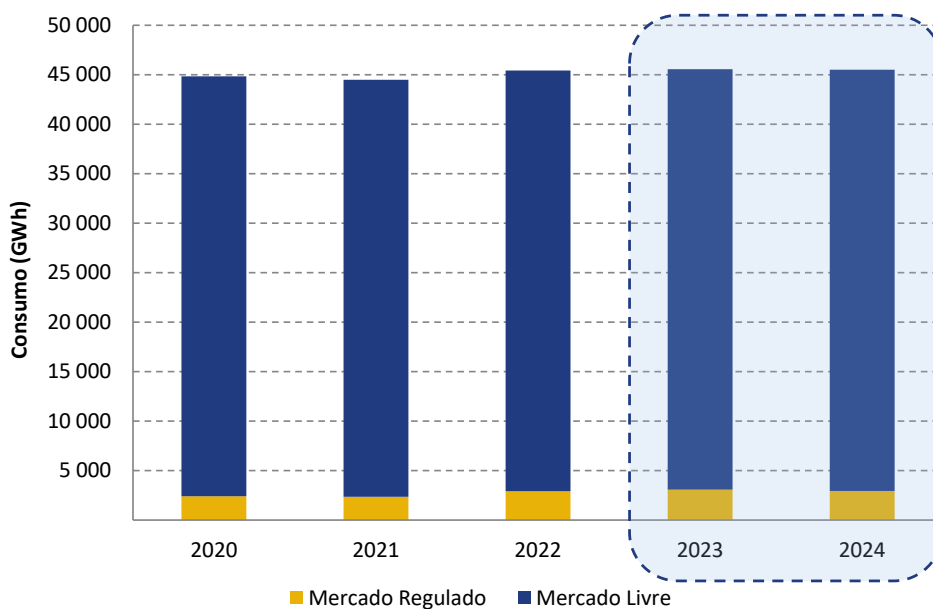


Figura 3-6 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2023 e 2024



3.1.2 DESVIOS DA PROCURA

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2022 com os valores previstos em 2021 para fixação das tarifas de 2022 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- o consumo referido à emissão situou-se 0,1% abaixo do valor previsto pela ERSE no cálculo das tarifas de 2022;
- o valor real dos fornecimentos totais a clientes foi 0,2% inferior à previsão no cálculo de tarifas de 2022, com os fornecimentos no mercado regulado 45,9% acima do previsto e os fornecimentos no mercado liberalizado 2,3% abaixo do previsto;
- as perdas em 2022 na rede de transporte ¹⁶ foram superiores às previsões para tarifas em 5,2%, enquanto que nas redes de distribuição ¹⁷ foram superiores em 3,3%.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores reais ocorridos no ano de 2022 com os valores correspondentes considerados pela ERSE, em 2021, no cálculo das tarifas de 2022.

Quadro 3-6 - Consumo referido à emissão

	2022 (real) GWh	Tarifas 2022			Proposta REN para Tarifas 2022		
		GWh	2022 (real - previsto)		GWh	2022 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	50 455 2,0%	50 378 -0,2%	77	0,2%	50 243 -0,4%	212	0,4%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	800 1,59%	760 1,51%	40	5,2%	626 1,25%	174	27,8%
- Consumos Próprios	15	14	0		14	0	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	49 640 -1,9%	49 603 0,1%	37	0,1%	49 591 0,1%	50	0,1%

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição apresentado neste quadro baseia-se em dados físicos e difere do valor correspondente apresentado no Quadro 3-7, o qual incorpora dados físicos e dados comerciais.

Fonte: ERSE, REN

¹⁶ Taxa de perdas na rede de transporte = Perdas na rede de transporte em GWh / Consumo referido à emissão em GWh.

¹⁷ Taxa de perdas nas redes de distribuição = Perdas na rede de distribuição em GWh / Fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT) em GWh.

Quadro 3-7 - Balanço de energia elétrica da E-REDES

	2022 (real)	Tarifas 2022			Proposta E-Redes para Tarifas		
		GWh	2022 (real - previsto)		GWh	2022 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	49 727	49 603	124	0,2%	49 497	230	0,5%
- Bombagem abastecida pela RND	42	25	17	70,7%	25	17	70,7%
- Consumos ilícitos recuperados na RND	34	60	-26	-43,3%	60	-26	-43,3%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 222 9,78%	4 088 9,50%	134	3,3%	4 072 9,50%	149	3,7%
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	45 419	45 515	-96	-0,2%	45 340	79	0,2%
Clientes do comercializador de último recurso	2 817	1 930	886	45,9%	2 057	760	36,9%
MAT	23	36	-13	-36,3%	27	-4	-13,3%
AT	0	0	0	n.a.	0	0	n.a.
MT	313	33	280	847,1%	0	313	n.a.
BT	2 481	1 861	619	33,3%	2 030	450	22,2%
Clientes no mercado	42 602	43 585	-983	-2,3%	43 283	-681	-1,6%
MAT	2 219	2 432	-214	-8,8%	2 459	-240	-9,8%
AT	6 809	6 893	-84	-1,2%	6 866	-57	-0,8%
MT	14 579	14 874	-295	-2,0%	14 850	-271	-1,8%
BT	18 996	19 386	-391	-2,0%	19 109	-113	-0,6%

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição, apresentado neste quadro, baseia-se em dados físicos e comerciais, que origina a diferença face ao valor correspondente apresentado no Quadro 3-6, que se baseia apenas em dados físicos.

Fonte: ERSE, E-REDES

3.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

3.2.1 PREVISÃO DA PROCURA

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a Eletricidade dos Açores (EDA) enviou o balanço de energia elétrica para 2022, a estimativa para 2023 e a previsão para 2024. A ERSE aceitou as previsões da empresa, que prevê uma desaceleração do crescimento do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2023 e em 2024, em relação ao verificado em 2022. Esta estimativa e previsão têm por base os valores reais dos primeiros meses de 2023. Tal como no ano anterior, a EDA aplicou um fator de variação do consumo entre 2023 e 2024 diferenciando o sector doméstico, que se prevê ter um crescimento dos consumos (0,9%), ao contrário dos restantes sectores, para os quais se prevê uma redução do consumo (-0,6%).

O Quadro 3-8 apresenta o consumo referido à emissão e os fornecimentos a clientes estimados para 2023 e previstos para 2024, para a região autónoma dos Açores, apresentando também as variações relativamente ao ocorrido em 2021 e 2022.

Quadro 3-8 - Balço de energia elétrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA/ Valores adoptados pela ERSE	
	2021	2022	Estimativa 2023	Tarifas 2024
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	808 507	823 102	830 856	834 786
(Variação média anual)	5,1%	1,8%	0,9%	0,5%
- Perdas nas redes	47 068	55 239	55 726	56 677
(perdas/fornecimentos)	6,2%	7,2%	7,2%	7,3%
- Consumos Próprios ¹	2 106	1 765	1 823	1 926
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	759 333	766 099	773 307	776 182
(Variação média anual)	5,8%	0,9%	0,9%	0,4%
BT	477 490	482 927	483 382	487 941
(Variação média anual)	5,6%	1,1%	0,1%	0,9%
MT	281 843	283 172	289 926	288 242
(Variação média anual)	6,1%	0,5%	2,4%	-0,6%

Nota [1]: Exclui os consumos próprios das centrais.

Fonte: ERSE, EDA

3.2.2 DESVIOS DA PROCURA

O Quadro 3-9 apresenta o consumo real de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores em 2022, bem como os valores previstos em 2021 para fixação das tarifas de 2022. A análise deste quadro evidencia os seguintes aspetos:

- o consumo referido à emissão situou-se 2,9% acima do previsto para tarifas de 2022;
- os fornecimentos totais ocorridos em 2022 situaram-se 2,6% acima do previsto na fixação das tarifas, tendo o desvio de 4,5% nos fornecimentos em BT mais que compensado o desvio negativo de 0,5% em MT.

Quadro 3-9 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2022 (real)	Tarifas 2022 = Proposta EDA		
		MWh	2022 (real-previsto)	
	MWh		MWh	%
Produção				
Centrais da EDA	553 733	508 256	45 477	8,9%
Consumo e perdas nas centrais	19 727	20 244	-517	-2,6%
Emissão própria	534 006	488 012	45 995	9,4%
Outros produtores do SPA	0	0	0	-
Microgeração	599	458	141	30,9%
Produtores não vinculados	288 497	312 515	-24 018	-7,7%
Consumo referido à emissão	823 102	799 583	23 520	2,9%
Consumos próprios	1 765	1 857	-92	-5,0%
Fornecimentos	766 099	746 541	19 558	2,6%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	766 099	746 541	19 558	2,6%
MT	283 172	284 536	-1 364	-0,5%
BT	482 927	462 005	20 922	4,5%
Energia saída da rede	767 863	748 397	19 466	2,6%
Perdas na rede	55 239	51 185	4 054	7,9%
Taxa de perdas ^[1]	7%	7%		-0,35%

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EDA

3.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

3.3.1 PREVISÃO DA PROCURA

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou os valores reais do consumo de energia elétrica para 2022, estimativas para 2023 e previsões para 2024. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais em 2023 e 2024 se deverá registar um crescimento do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira relativamente ao ocorrido em 2022. De acordo com a empresa, os dados reais acumulados do consumo mais recentes confirmam uma recuperação

em 2023 (1,1%) face a 2022. Para 2024, a EEM mantem o crescimento do consumo de 1% face ao estimado para 2023.

O Quadro 3-10 resume os valores do consumo de energia elétrica da Região Autónoma da Madeira, que a ERSE decidiu aceitar integralmente, que determinam os proveitos permitidos e as tarifas para 2024.

Quadro 3-10 - Balanco de energia elétrica da EEM

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM/ Valores adoptados pela ERSE	
	2021	2022	Estimativa 2023	Tarifas 2024
EMISSION PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	856 230	903 449	913 162	922 253
(Variação média anual)	4,7%	5,5%	1,1%	1,0%
- Perdas nas redes	68 720	71 950	72 664	73 349
(perdas/fornecimentos)	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
- Consumos Próprios ¹	1 101	1 214	1 228	1 240
	-1,7%	10,2%	1,1%	1,0%
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	786 409	830 284	839 271	847 664
(Variação média anual)	4,8%	5,6%	1,1%	1,0%
BT	584 297	602 940	610 995	618 518
(Variação média anual)	4,7%	3,2%	1,3%	1,2%
MT	202 112	227 344	228 276	229 146
(Variação média anual)	4,9%	12,5%	0,4%	0,4%

Nota [1]: Exclui consumos próprios das centrais.

Fonte: ERSE, EEM

3.3.2 DESVIOS DA PROCURA

No Quadro 3-11 apresenta-se o consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira, comparando os valores reais verificados em 2022 com os valores aceites nas tarifas para 2022. Evidenciam-se os seguintes pontos:

- o consumo referido à emissão registou um desvio positivo relativo à previsão para o cálculo tarifário de 2022 (4,5%);
- o total dos fornecimentos foi superior ao valor previsto em tarifa, 4,1% na MT e 4,8% na BT.

Quadro 3-11 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2022	Tarifas 2022 = Proposta EEM		
	(real)	MWh	2022 (real-previsto)	
	MWh		MWh	%
Produção				
Centrais da EEM	492 167	465 314	26 853	5,8%
Consumo e perdas nas centrais	8 470	11 393	-2 923	-25,7%
Emissão própria	483 697	453 921	29 775	6,6%
Outros produtores do SPM	211 110	192 000	19 110	10,0%
Produtores não vinculados	215 524	236 170	-20 646	
Total da energia entrada na rede	910 331	882 091	-28 239	-3,2%
Bombagem	6 882	17 474	-10 592	-60,6%
Consumo referido à emissão	903 449	864 617	38 831	4,5%
Consumos próprios	1 214	1 185	28	2,4%
Fornecimentos	830 284	793 524	36 761	4,6%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	830 284	793 524	36 761	4,6%
MT	227 344	218 386	8 959	4,1%
BT	602 940	575 138	27 802	4,8%
Energia saída da rede	831 498	794 709	36 789	4,6%
Perdas na rede	71 950	69 908	2 042	2,9%
Taxa de perdas ^[1]	8,67%	9%		0,14%

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EEM

4 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

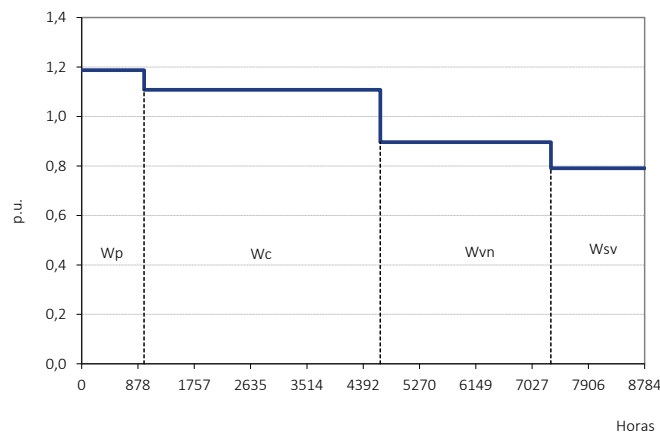
O Quadro 4-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em AT e MT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (RNT) à Rede Nacional de Distribuição (RND).

Quadro 4-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	6 720 499
	Horas cheias	23 754 832
	Horas de vazio normal	13 883 416
	Horas de super vazio	6 734 919

Na Figura 4-1 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de UGS retangularizado, em p.u. (por unidade), discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 4-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS



Potência de base [MW]	UGS
Potência média anual	5 817

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

4.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 4-2 e o Quadro 4-3 apresentam as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT) a aplicar pelo operador da rede de transporte aos operadores da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da RNT.

Quadro 4-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} do operador da rede de transporte

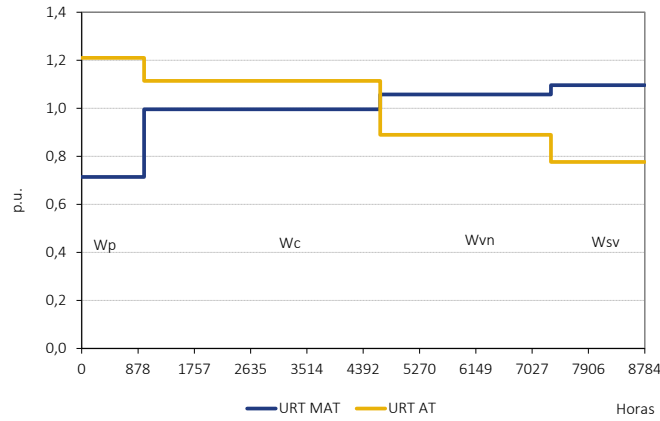
USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	190 564
	Contratada	703 846
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	108 581
	Horas cheias	443 044
	Horas de vazio normal	364 913
	Horas de super vazio	215 784
Períodos II, III	Horas de ponta	74 612
	Horas cheias	524 223
	Horas de vazio normal	377 173
	Horas de super vazio	207 278
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	26 779 186
	Capacitiva	40 238 603

Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do operador da rede de transporte

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 690 119
	Contratada	8 573 670
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 132 746
	Horas cheias	11 069 697
	Horas de vazio normal	6 755 985
	Horas de super vazio	3 159 500
Períodos II, III	Horas de ponta	2 404 560
	Horas cheias	11 717 868
	Horas de vazio normal	6 385 345
	Horas de super vazio	3 152 357
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	35 705 799
	Capacitiva	244 833 459

Na Figura 4-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT retangularizado, em p.u., discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 4-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT

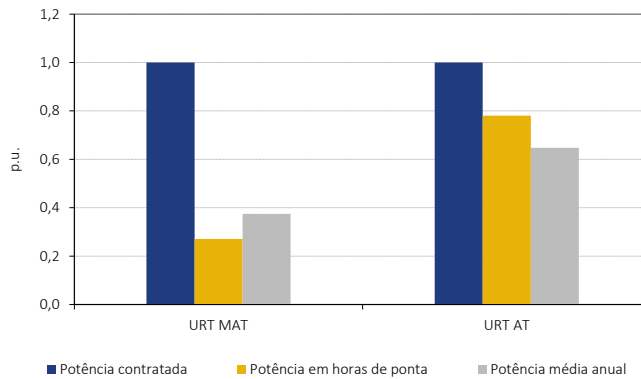


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	264	5 553

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada nível de tensão

Na Figura 4-3 comparam-se a potência média anual com a potência contratada e a potência em horas de ponta consideradas na determinação das tarifas de URT_{MAT} e de URT_{AT}.

Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT



Potência de base [MW/mês]	URT MAT	URT AT
Potência contratada	704	8 574

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada em cada nível de tensão

5 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição são condicionadas por todas as entregas a clientes, quer sejam clientes abastecidos pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), quer sejam clientes no mercado liberalizado. Estas tarifas fazem parte das tarifas a pagar pelo acesso às redes, as quais são obtidas para cada nível de tensão adicionando as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição.

SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

A evolução dos fornecimentos que afeta a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para o ano 2024 é apresentada no Quadro 5-1 com detalhe por nível de tensão.

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

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2023	Tarifas 2024	$\Delta\%$ T2024 / T2023
Fornecimentos CUR + ML	44 688	46 781	4,7%
MAT	2 210	2 316	4,8%
AT	6 750	6 939	2,8%
MT	14 538	15 437	6,2%
BTE	3 163	3 451	9,1%
BTN	18 027	18 639	3,4%

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

No Quadro 5-2 apresentam-se os valores globais de energia ativa e número de clientes por nível de tensão e tipo de fornecimento previstos para 2024 em Portugal continental. Estas quantidades incluem as entregas do CUR e dos comercializadores no mercado a clientes em Portugal continental.

Quadro 5-2 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2 316	4,9%	82	0,0%
AT	6 939	14,8%	343	0,0%
MT	15 437	33,0%	26 069	0,4%
BT	22 090	47,2%	6 493 178	99,6%
BTE	3 451	15,6%	40 165	0,6%
BTN	18 639	84,4%	6 453 013	99,4%
Total	46 781	100,0%	6 519 671	100,0%

As quantidades de energia consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição são determinadas a partir das quantidades entregues aos clientes, aplicando-se fatores de ajustamento para perdas ao longo das redes e considerando, sempre que necessário, os diagramas de carga tipo. Os diagramas de carga tipo são discutidos e apresentados no capítulo 13 e os fatores de ajustamento para perdas são apresentados no capítulo 14.

5.1 FATORES DE SIMULTANEIDADE NAS REDES

As tarifas de Uso das Redes têm dois termos de potência, de modo a transmitirem o custo associado aos troços centrais dessa rede (preço de potência em horas de ponta) e aos troços periféricos (preço de potência máxima de 15 minutos ou potência contratada). Quando se aplica a tarifa de uso de redes aos fornecimentos nas redes de jusante, o preço de potência contratada é convertido para o preço de potência em horas de ponta desses fornecimentos (que exprime melhor a utilização das redes de montante). O Regulamento Tarifário do Setor Elétrico¹⁸ prevê que esta conversão de preços seja afetada por um coeficiente que relacione a potência média em horas de ponta dos fornecimentos na rede de jusante, com a potência máxima de 15 minutos (potência contratada) induzida por esses fornecimentos nos troços periféricos da rede de montante.

O **fator de simultaneidade** s_i , por nível de tensão i , é dado pelo rácio entre a potência em horas de ponta e a potência contratada, sendo por isso um valor balizado entre zero e um. Assim, para converter um determinado preço de potência contratada para um preço de potência em horas de ponta, deve-se dividir o preço de potência contratada pelo fator de simultaneidade s_i .

¹⁸ Artigos 162.º e 163.º do [Regulamento n.º 828/2023](#), de 28 de julho, na redação vigente.

Contudo, o Regulamento Tarifário faz referência a um **coeficiente de simultaneidade** δ_i , por nível de tensão i . Ao todo são referidos três coeficientes para converter preços, respetivamente, (i) para a tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) na sua aplicação em AT, MT e BT (δ_{MAT}), (ii) para a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT (URD_{AT}) na sua aplicação aos consumos em MT e BT (δ_{AT}) e (iii) para a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT (URD_{MT}) na sua aplicação aos consumos em BT (δ_{MT}). O coeficiente de simultaneidade δ_i relaciona-se com o fator de simultaneidade s_i da seguinte forma ¹⁹: $1+\delta_i=(1/s_i)$.

Para efeitos do atual período de regulação, que abrange o período de 2022 a 2025, realizou-se uma análise para atualizar os coeficientes de simultaneidade ²⁰. Com base nos resultados dessa análise, determinou-se um coeficiente de simultaneidade a adotar nas metodologias de cálculo das tarifas URT, URD_{AT} e URD_{MT} igual a $\delta_i=0,437$, para os vários níveis de tensão ($i=MAT, AT$ e MT), apresentado no Quadro 5-3. No cálculo das Tarifas do ano 2024 serão mantidos os valores adotados nas Tarifas do ano 2023.

Quadro 5-3 - Coeficientes de simultaneidade

δ_{MAT}	0,437
δ_{AT}	0,437
δ_{MT}	0,437

5.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Quadro 5-4 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia estão no referencial de entrega a clientes finais.

Importa referir que a parcela II tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, passou a incluir a potência em horas de ponta entre as variáveis de faturação, no seguimento da revisão do RT em julho de 2023 ²¹.

¹⁹ A conversão do preço de potência contratada (P_{pc}) para o preço de potência em horas de ponta (P_{php}) resulta da seguinte multiplicação: $P_{php}=(1+\delta_i)\times P_{pc}$.

²⁰ O detalhe da análise pode ser consultado no ponto 5.1 do documento «[Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2022](#)», de dezembro de 2021.

²¹ No seguimento da [Consulta Pública n.º 113](#), Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado.

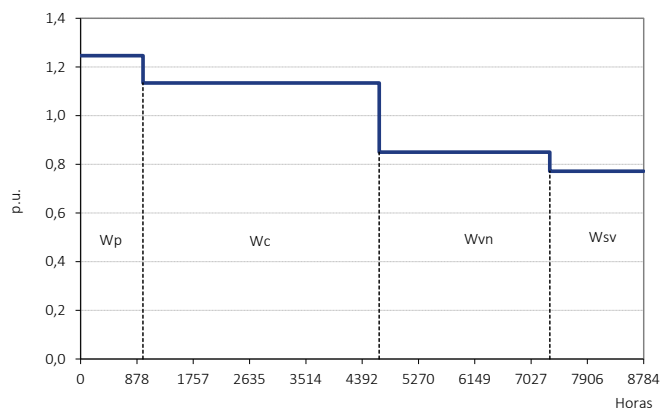
Quadro 5-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência em horas de ponta		(kW)
MAT		190 564
AT		790 672
MT		2 308 890
BTE		498 338
Potência contratada		(kW)
MAT		703 846
AT		1 579 517
MT		6 773 720
BTE		2 318 044
BTN >		2 461 649
BTN <		37 221 403
Energia ativa		(MWh)
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 339 449
	Horas cheias	22 106 948
	Horas de vazio normal	12 155 177
	Horas de super vazio	6 179 771
MAT		2 315 608
AT		6 938 764
MT		15 436 826
BTE		3 451 075
BTN >		1 949 559
BTN <		16 689 514

Na Figura 5-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado da UGS, em p.u., discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais medidos em cada ponto de entrega, ou seja, as quantidades medidas nos contadores, até à saída da RNT em AT, por aplicação de fatores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, de acordo com a metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário.

Figura 5-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS



Potência de base [MW]	UGS
Potência média anual	5 801

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

5.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 5-5 e o Quadro 5-6 apresentam as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte de acordo com a metodologia descrita anteriormente. As quantidades de potência e de energia reativa consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT coincidem com as quantidades relativas às entregas a clientes em MAT.

Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	190 564
	Contratada	703 846
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	108 581
	Horas cheias	443 044
	Horas de vazio normal	364 913
	Horas de super vazio	215 784
Períodos II, III	Horas de ponta	74 612
	Horas cheias	524 223
	Horas de vazio normal	377 173
	Horas de super vazio	207 278
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	26 779 186
	Capacitiva	40 238 603

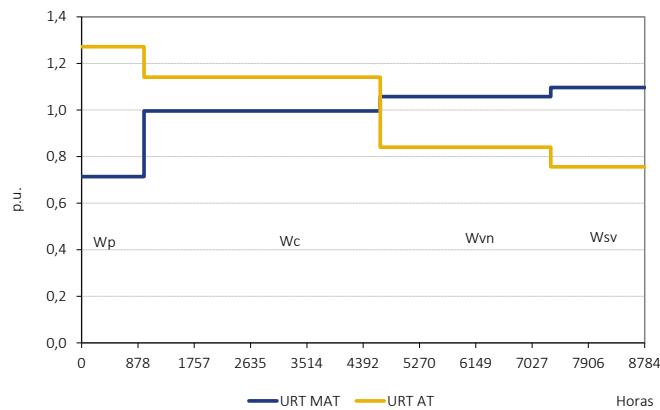
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de fatores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, bem como do coeficiente de simultaneidade previsto no Regulamento Tarifário.

Quadro 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 928 432
	Contratada	9 954 644
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 183 243
	Horas cheias	11 218 129
	Horas de vazio normal	6 226 237
	Horas de super vazio	3 014 875
Períodos II, III	Horas de ponta	2 670 699
	Horas cheias	12 064 329
	Horas de vazio normal	6 156 362
	Horas de super vazio	3 117 489
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	0
	Capacitiva	0

Na Figura 5-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT retangularizado, em p.u., discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 5-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT

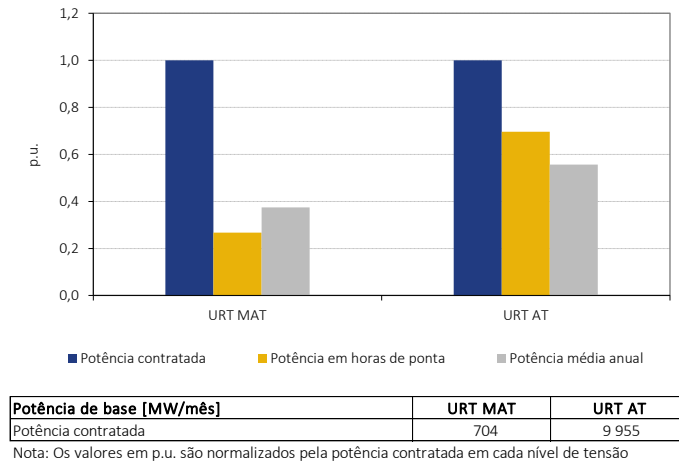


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	264	5 539

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada nível de tensão

Na Figura 5-3 comparam-se a potência média anual com a potência contratada e a potência em horas de ponta consideradas na determinação das tarifas de URT_{MAT} e de URT_{AT}.

Figura 5-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT



5.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 5-7, o Quadro 5-8 e o Quadro 5-9 apresentam as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são calculadas ajustando as entregas do nível de tensão da rede e dos níveis de tensão inferiores até à saída de cada uma das redes de distribuição, por aplicação de ajustamentos para perdas e de diagramas de carga tipo. É ainda utilizado um coeficiente de simultaneidade. As quantidades de energia reativa coincidem com as quantidades relativas às entregas a clientes finais no nível de tensão da rede de distribuição em que estão ligados.

Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT} dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 814 628
	Contratada	10 234 626
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 114 531
	Horas cheias	11 045 815
	Horas de vazio normal	6 149 370
	Horas de super vazio	2 980 893
Períodos II, III	Horas de ponta	2 626 831
	Horas cheias	11 879 016
	Horas de vazio normal	6 080 358
	Horas de super vazio	3 082 351
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	85 634 620
	Capacitiva	57 107 306

Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT} dos operadores das redes de distribuição

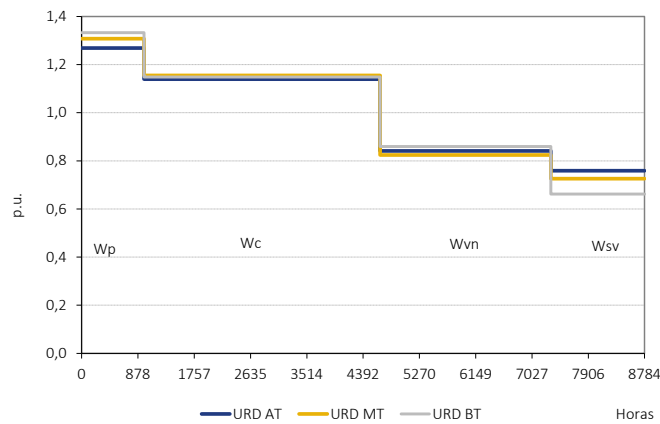
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	5 751 342
	Contratada	11 719 773
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 493 356
	Horas cheias	9 255 678
	Horas de vazio normal	4 985 604
	Horas de super vazio	2 350 069
Períodos II, III	Horas de ponta	2 219 306
	Horas cheias	9 847 547
	Horas de vazio normal	4 860 722
	Horas de super vazio	2 419 247
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	459 931 471
	Capacitiva	154 276 952

Quadro 5-9 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT} dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	3 139 778
	Contratada	42 001 096
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 058 228
	Horas cheias	5 262 900
	Horas de vazio normal	2 995 358
	Horas de super vazio	1 223 877
Períodos II, III	Horas de ponta	1 202 412
	Horas cheias	5 374 327
	Horas de vazio normal	2 759 832
	Horas de super vazio	1 213 213
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	173 861 917
	Capacitiva	96 054 076

Na Figura 5-4 apresenta-se o diagrama de carga anual das tarifas de URD_{AT}, URD_{MT} e URD_{BT} retangularizados, em p.u., discriminados pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 5-4 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD

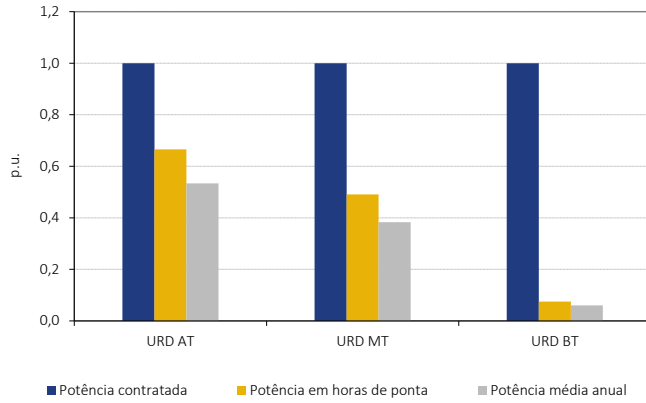


Potência de base [MW]	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual	5 460	4 489	2 515

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada nível de tensão

Na Figura 5-5 comparam-se a potência média anual com a potência contratada e a potência em horas de ponta consideradas na determinação das tarifas de URD_{AT}, URD_{MT} e URD_{BT}.

Figura 5-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URD



Potência de base [MW/mês]	URD AT	URD MT	URD BT
Potência contratada	10 235	11 720	42 001

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada em cada nível de tensão

6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

As quantidades consideradas no presente capítulo incluem as quantidades fornecidas pelo CUR no âmbito da tarifa transitória de venda a clientes finais aplicada em BTN, da tarifa social de venda a clientes finais e no âmbito do fornecimento supletivo a clientes em MAT, AT, MT e BTE.

6.1 TARIFA DE ENERGIA

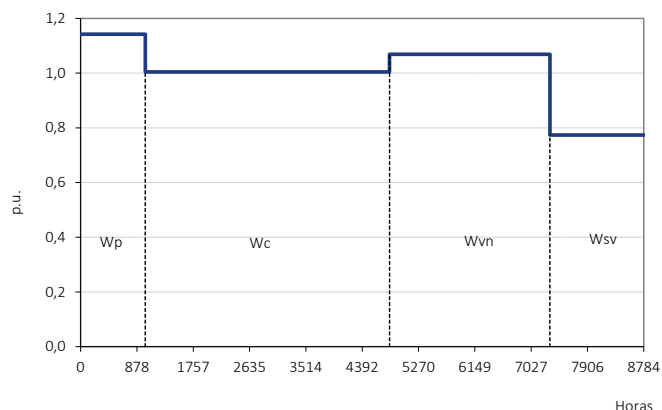
No Quadro 6-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa de Energia a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do Comercializador de Último Recurso até à saída da RNT em AT, por aplicação de fatores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, de acordo com a metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário. Os fornecimentos a clientes finais do Comercializador de Último Recurso correspondem às quantidades medidas nos contadores.

Quadro 6-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de energia do Comercializador de Último Recurso

ENERGIA		QUANTIDADES
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	282 581
	Horas cheias	719 476
	Horas de vazio normal	521 401
	Horas de super vazio	214 498
Períodos II, III	Horas de ponta	156 875
	Horas cheias	740 327
	Horas de vazio normal	498 926
	Horas de super vazio	217 682

Na Figura 6-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de Energia (TE), em p.u., discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 6-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de energia



Potência de base [MW]	Tarifa de Energia
Potência média anual	382

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

6.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

O Quadro 6-2 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Comercialização a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso aos seus clientes. Estas quantidades correspondem ao número de clientes do Comercializador de Último Recurso e à energia ativa por nível de tensão.

Quadro 6-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de comercialização do Comercializador de Último Recurso

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT e MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	559
Energia ativa	(MWh)	77 328

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1 317
Energia ativa	(MWh)	76 350

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	956 185
Energia ativa	(MWh)	2 781 533

7 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Os valores utilizados no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN do Comercializador de Último Recurso apresentam-se nos quadros seguintes. No Quadro 7-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão.

A procura prevista, para as entregas nos referidos níveis de tensão, baseia-se na caracterização da procura agregada do mercado regulado e do mercado livre em 2022, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2024 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Quadro 7-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo CUR	Energia (GWh)	Número de clientes
BTN	2 782	956 185
Total	2 782	956 185

7.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE PORTUGAL CONTINENTAL

Do Quadro 7-2 ao Quadro 7-6 apresentam-se as quantidades desagregadas por variável de faturação.

Quadro 7-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA)

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa de longas utilizações	27,6	85
	34,5	81
	41,4	119
Tarifa de médias utilizações	27,6	2 456
	34,5	1 994
	41,4	2 702
Energia ativa		(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	2 161
	Horas cheias	6 875
	Horas vazio	3 612
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	31 920
	Horas cheias	86 247
	Horas vazio	54 863

Quadro 7-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) Sazonal

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	40
	34,50	36
	41,40	37
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	293
	Horas cheias	992
	Horas de vazio	857

Quadro 7-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA)

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN $\leq 20,7$ kVA (exceto simples $\leq 2,3$ kVA)			QUANTIDADES	
Potência contratada			(n.º de clientes)	
Tarifa simples	3,45		324 117	
	4,60		63 794	
	5,75		32 159	
	6,90		194 249	
	10,35		44 207	
	13,80		17 740	
	17,25		6 038	
	20,70		19 789	
	Tarifa bi-horária	1,15		28
		2,30		11
		3,45		10 898
		4,60		5 621
		5,75		3 445
		6,90		22 972
10,35			6 498	
13,80			3 242	
17,25			1 092	
20,70			3 496	
Tarifa tri-horária	1,15		186	
	2,30		10	
	3,45		686	
	4,60		252	
	5,75		147	
	6,90		1 081	
	10,35		461	
	13,80		340	
	17,25		193	
	20,70		783	
Energia ativa			(MWh)	
Tarifa simples			1 595 298	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		134 037	
	Horas de vazio		96 878	
	Horas de ponta		4 065	
Tarifa tri-horária	Horas de cheias		12 308	
	Horas de vazio		10 516	
TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SIMPLES ($\leq 2,3$ kVA)			QUANTIDADES	
Potência contratada			(n.º de clientes)	
Tarifa simples	1,15		105 730	
	2,30		14 681	
Energia ativa			(MWh)	
Tarifa simples			40 266	

Quadro 7-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Sazonal

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ($\leq 20,7$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	3,45	7 429
	4,60	347
	5,75	106
	6,90	9 154
	10,35	3 808
	13,80	733
	17,25	172
	20,70	632
Tarifa bi-horária	3,45	14
	4,60	3
	5,75	1
	6,90	84
	10,35	144
	13,80	61
	17,25	23
	20,70	106
Tarifa tri-horária	3,45	3
	4,60	0
	5,75	0
	6,90	32
	10,35	46
	13,80	27
	17,25	3
	20,70	12
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		17 207
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	839
	Horas de vazio	922
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	56
	Horas de cheias	155
	Horas de vazio	182

Quadro 7-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (IP)

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		191 486
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	48 700
	Horas cheias	166 354
	Horas de vazio	465 928

7.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE PORTUGAL CONTINENTAL

De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

Adicionalmente, para cada opção tarifária apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

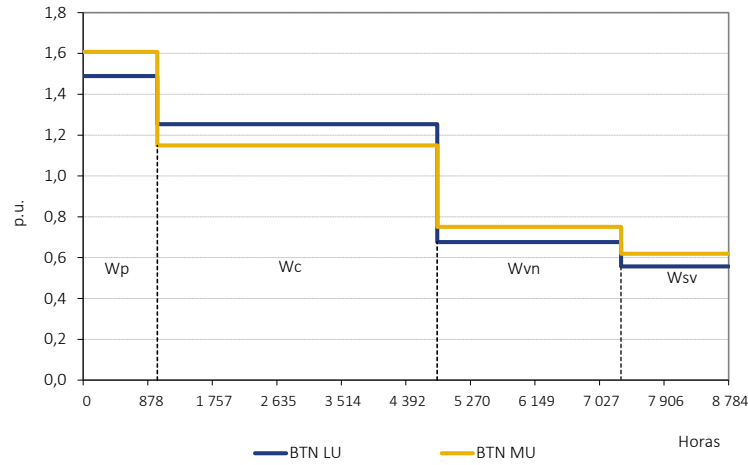
Efetua-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada de toda a BTN ($\leq 20,7$ kVA).

7.2.1 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 7-1 apresentam-se os diagramas de carga em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, em p.u., discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (BTN LU) e Médias Utilizações (BTN MU).

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 13.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária

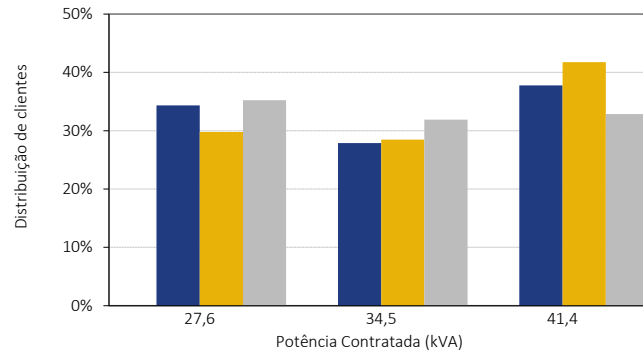


Potência de base [kW]	BTN LU	BTN MU
Potência média anual	1 440	19 698
Potência média anual por cliente	5	3

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Na Figura 7-2 e na Figura 7-3 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

Figura 7-2 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)

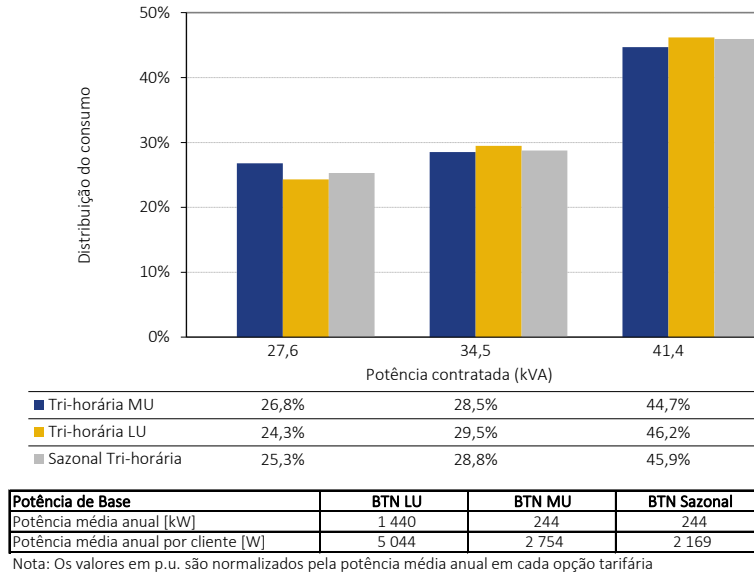


	27,6	34,5	41,4
■ Tri-horária MU	34,3%	27,9%	37,8%
■ Tri-horária LU	29,8%	28,5%	41,7%
■ Sazonal Tri-horária	35,2%	31,9%	32,9%

Número de clientes por opção tarifária	BTN LU	BTN MU	BTN Sazonal
	285	7 152	112

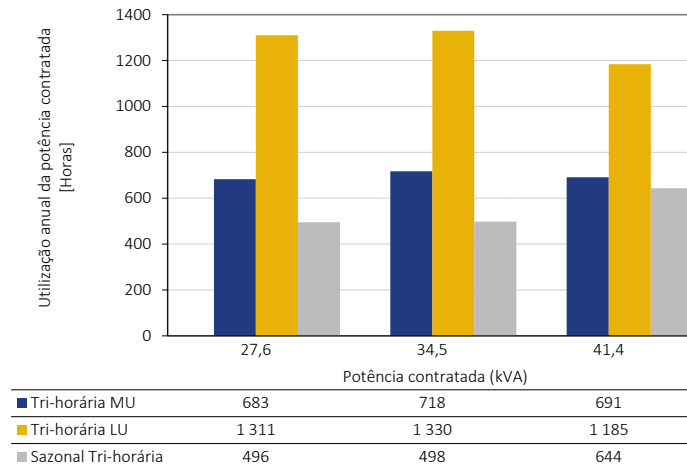
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

Figura 7-3 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Na Figura 7-4 apresenta-se a utilização da potência contratada por opção tarifária e por escalão de potência.

Figura 7-4 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência e (BTN > 20,7 kVA)



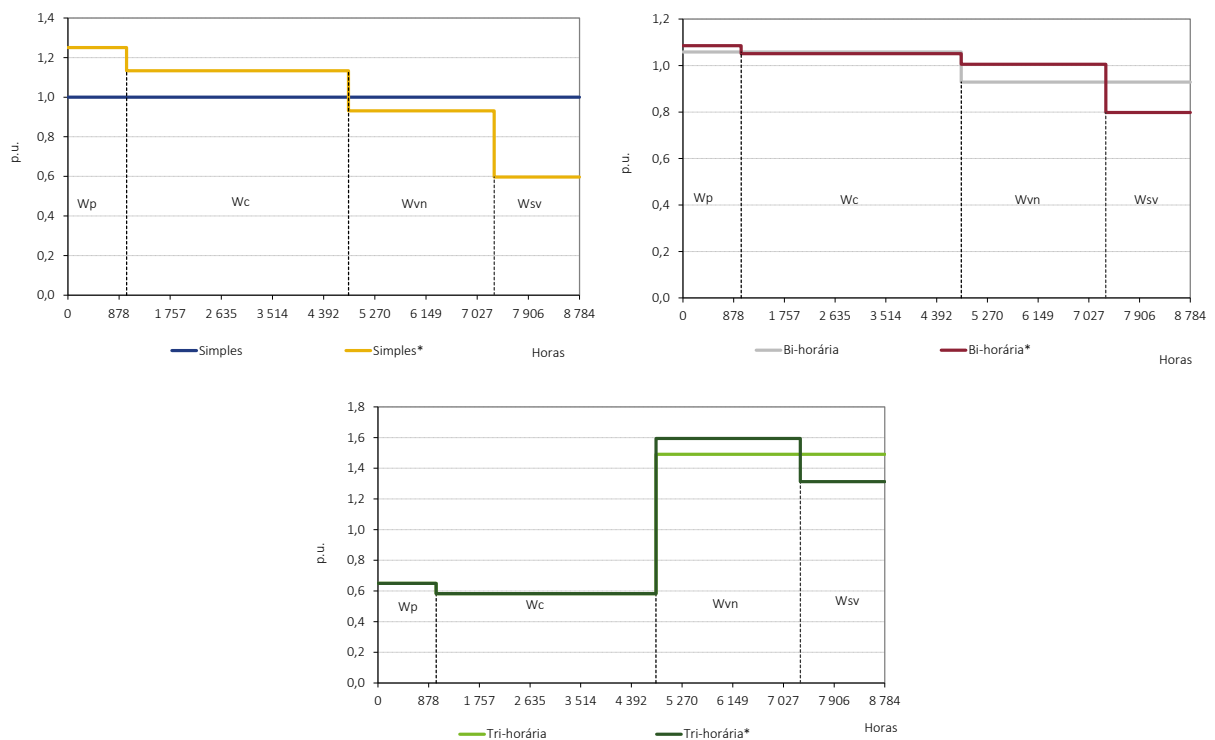
7.2.2 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 7-5 apresentam-se os diagramas de carga de BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, em p.u, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária Tri-horária<, no ponto 13.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual	181 614	26 288	80 587
Potência média anual por cliente	0,26	0,46	1,76

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

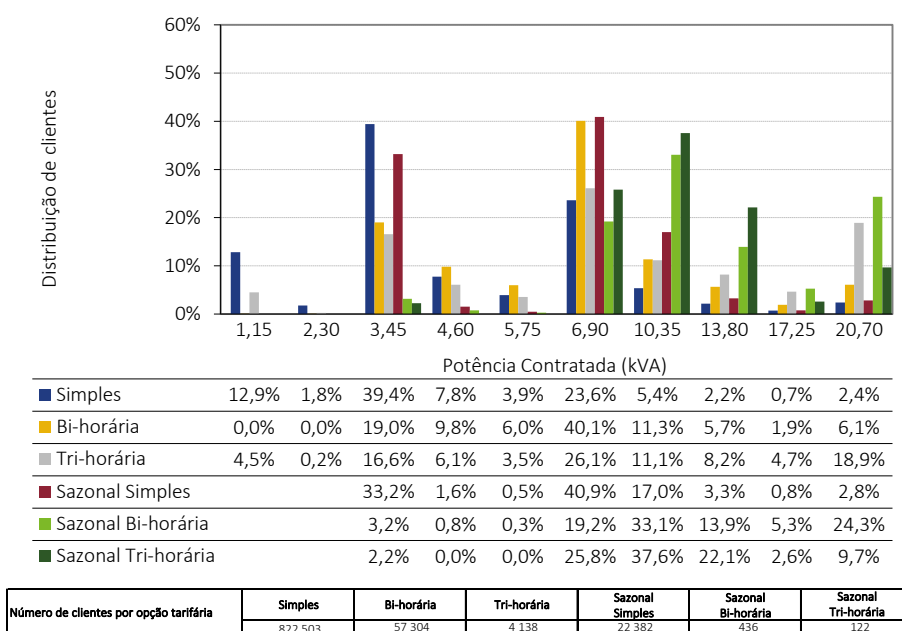
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária. Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

Importa destacar o facto de o diagrama de carga da tarifa tri-horária constituir-se como um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e super vazio.

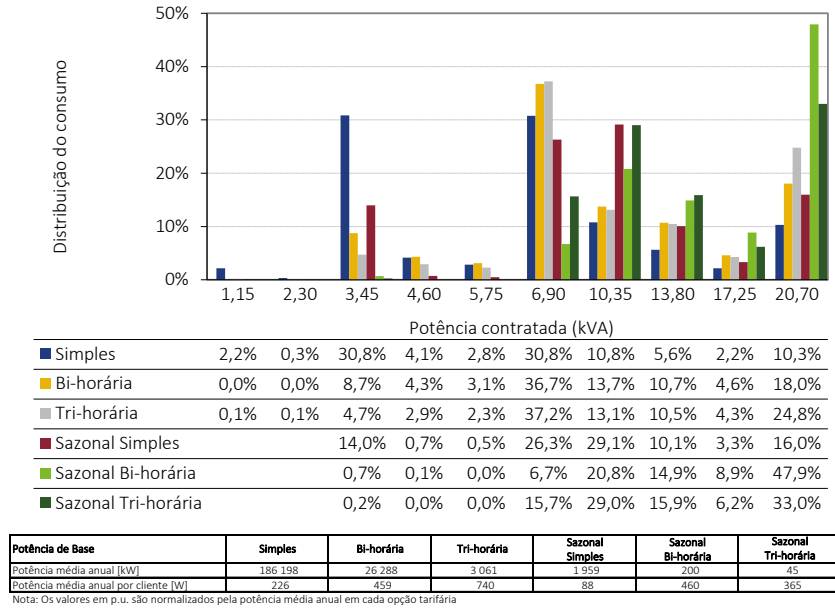
Na Figura 7-6 e na Figura 7-7 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-6 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA) *



*Exclui IP

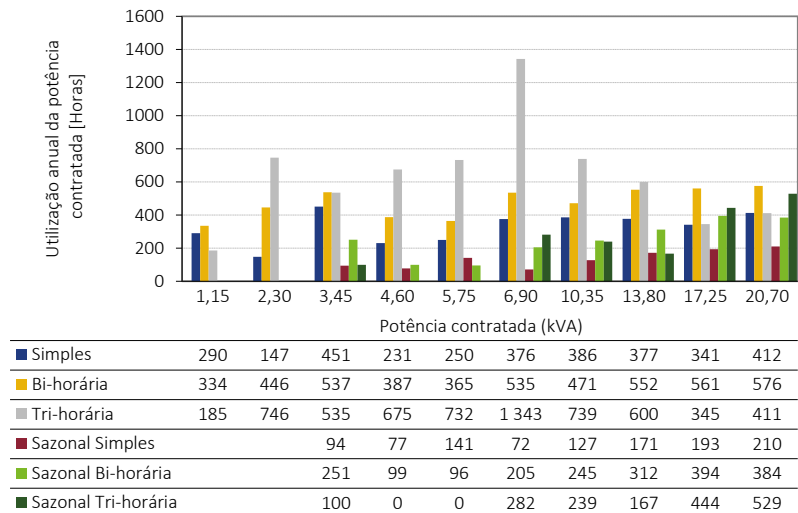
Figura 7-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

Na Figura 7-8 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-8 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

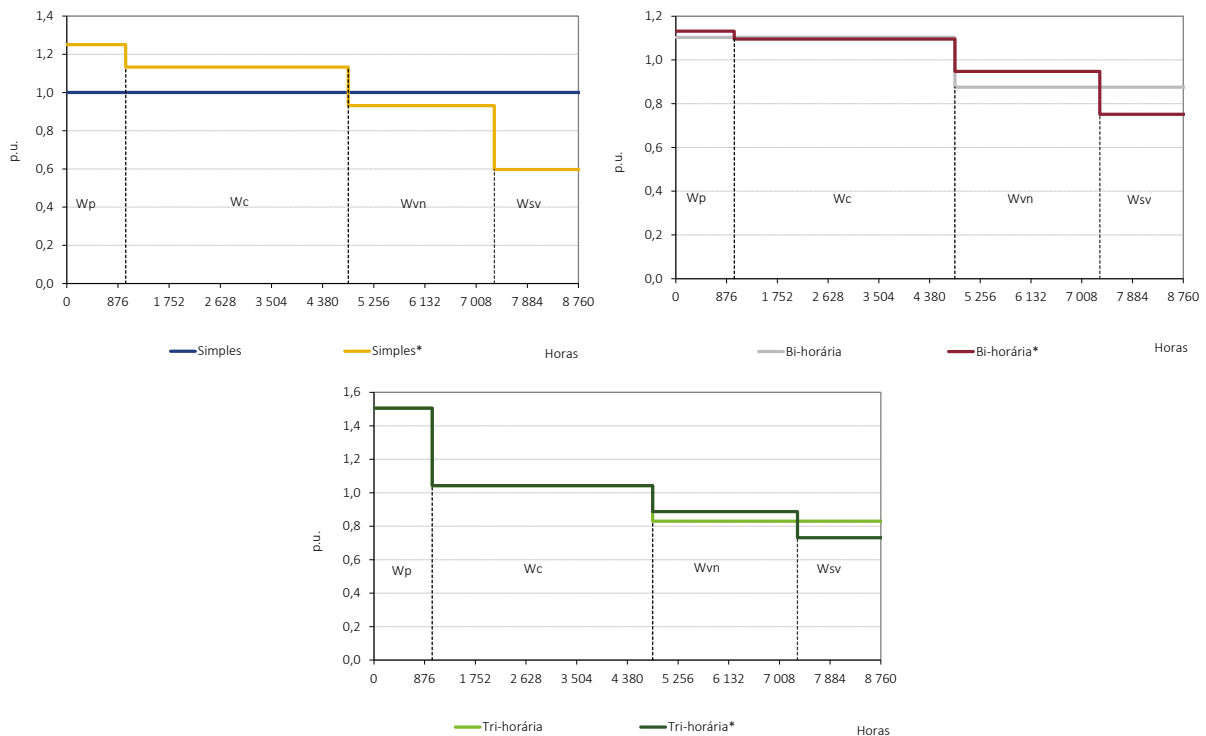
7.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 7-9 apresentam-se os diagramas de carga de BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, em p.u, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



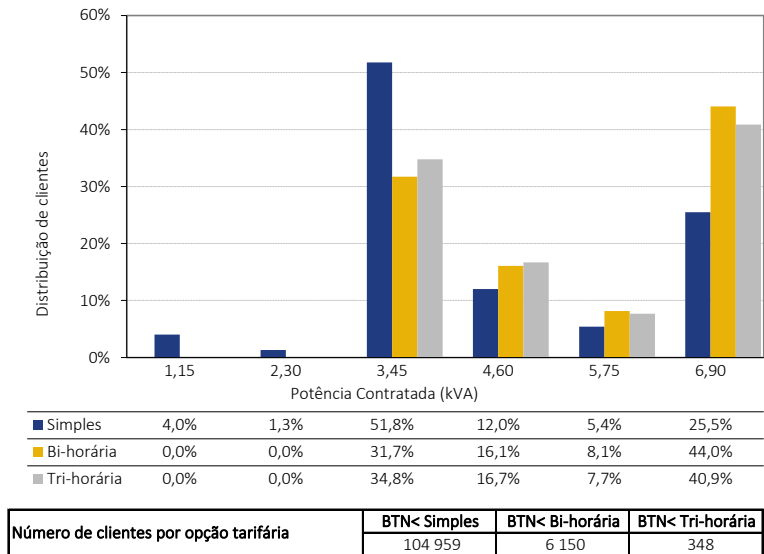
Potência de base [kW]	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual	21 754	1 777	92
Potência média anual por cliente	0,23	0,31	0,29

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Importa também destacar as diferenças existentes entre o diagrama de cargas da opção tri-horária da BTN Social face ao mesmo diagrama com a totalidade da BTN ($\leq 20,7$ kVA).

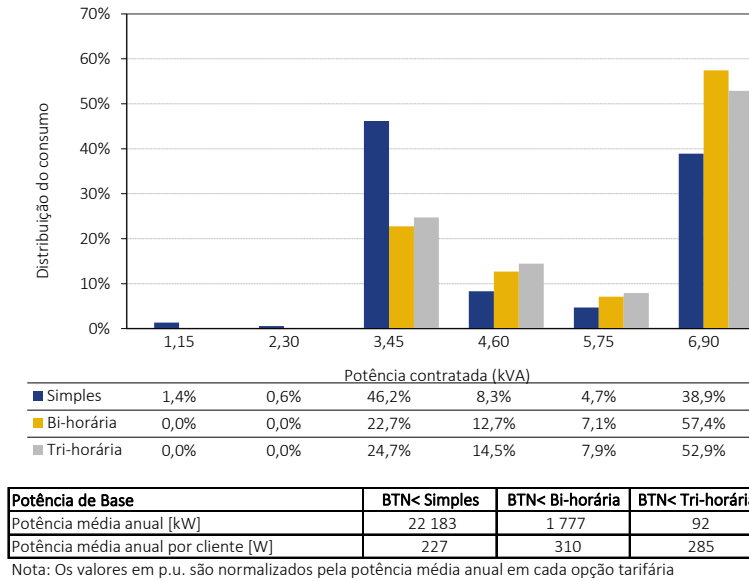
Na Figura 7-10 e na Figura 7-11 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



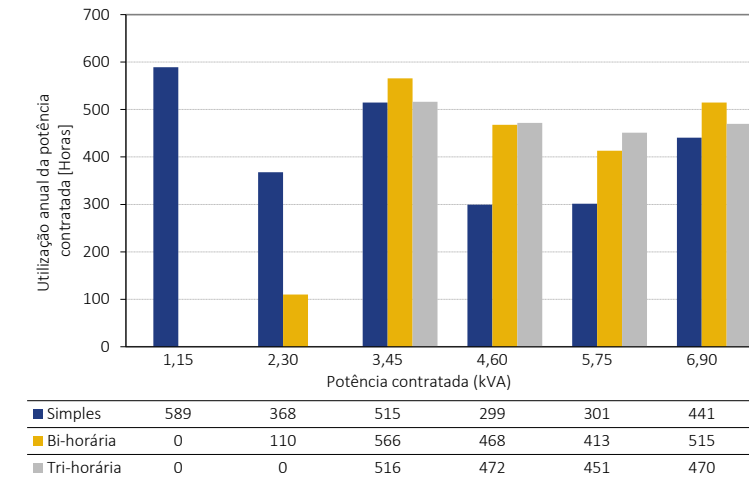
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

Figura 7-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Na Figura 7-12 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Procura considerada para efeito de cálculo das tarifas aplicadas em MAT, AT, MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do

CUR

8 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS APLICADAS EM MAT, AT, MT E BTE NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO DO CUR

As quantidades consideradas no presente capítulo incluem as quantidades fornecidas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo a clientes em MAT, AT, MT e BTE, ou seja, a clientes que ao abrigo do artigo 140.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, tenham direito a poder ser fornecidos por este, sendo-lhes aplicadas as tarifas de venda a clientes finais previstas no n.º 5 do art.º 24 do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT SE).

No Quadro 8-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. De salientar que no âmbito do fornecimento supletivo, para 2024, não estão a ser previstas quantidades e clientes em MAT e AT, estando apenas a ser previstas quantidades para clientes em MT e BTE.

Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para efeito do cálculo das tarifas aplicadas em MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do CUR

Tarifas a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	77	50,3%	559	29,8%
BTE	76	49,7%	1 317	70,2%
Total	154	100%	1 875	100%

Nos termos previstos pelo RT SE, o comercializador de último recurso deve enviar à ERSE informação sobre as quantidades de energia elétrica.

Os valores utilizados no cálculo das tarifas aplicadas em MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do Comercializador de Último Recurso apresentam-se detalhados nos quadros seguintes. Do Quadro 8-2 ao Quadro 8-3 apresentam-se as quantidades desagregadas por variável de faturação.

Quadro 8-2 – Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em MT

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	559
Potência		(kW)
	Horas de ponta	11 566
	Contratada	33 932
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	6 195
	Horas cheias	17 636
	Horas de vazio normal	8 729
	Horas de super vazio	5 239
Períodos II, III	Horas de ponta	4 513
	Horas cheias	19 993
	Horas de vazio normal	9 381
	Horas de super vazio	5 642
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	2 303 937
	Capacitiva	772 820

Quadro 8-3 - Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em BTE

TARIFAS A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1317
Potência		(kW)
	Horas de ponta	11 025
	Contratada	51 283
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	6 911
	Horas cheias	18 412
	Horas de vazio normal	7 607
	Horas de super vazio	4 362
Períodos II, III	Horas de ponta	6 320
	Horas cheias	19 635
	Horas de vazio normal	8 365
	Horas de super vazio	4 737
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	3 846 418
	Capacitiva	2 125 043

9 PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO

Neste capítulo caracterizam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado (ML). As entregas de energia e potência utilizadas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do ML apresentam-se nos quadros seguintes.

No Quadro 9-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 9-2 ao Quadro 9-8 apresentam-se, para cada nível de tensão, as quantidades desagregadas por variável de faturação.

Estes valores são previstos tendo por base as estruturas de consumo conjuntas dos mercados livre e regulado em 2021, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2024 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do mercado liberalizado

Clientes no Mercado Liberalizado	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2 316	5,3%	82	0,0%
AT	6 939	15,8%	343	0,0%
MT	15 359	35,0%	25 510	0,5%
BT	19 232	43,9%	5 535 676	99,5%
BTE	3 375	17,5%	38 848	0,7%
BTN	15 858	82,5%	5 496 828	99,3%
Total	43 846	100,0%	5 561 610	100,0%

9.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO MERCADO LIBERALIZADO

Quadro 9-2 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MAT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(n.º de clientes)	82
Potência		(kW)
	Horas de ponta	190 564
	Contratada	703 846
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	108 581
	Horas cheias	443 044
	Horas de vazio normal	364 913
	Horas de super vazio	215 784
Períodos II, III	Horas de ponta	74 612
	Horas cheias	524 223
	Horas de vazio normal	377 173
	Horas de super vazio	207 278
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	26 779 186
	Capacitiva	40 238 603

Quadro 9-3 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM AT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(n.º de clientes)	343
Potência		(kW)
	Horas de ponta	790 672
	Contratada	1 579 517
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	455 590
	Horas cheias	1 387 515
	Horas de vazio normal	991 264
	Horas de super vazio	558 676
Períodos II, III	Horas de ponta	302 330
	Horas cheias	1 603 101
	Horas de vazio normal	1 051 454
	Horas de super vazio	588 832
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	85 634 620
	Capacitiva	57 107 306

Quadro 9-4 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(n.º de clientes)	25 510
Potência		(kW)
	Horas de ponta	2 297 324
	Contratada	6 739 789
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 230 520
	Horas cheias	3 503 059
	Horas de vazio normal	1 733 801
	Horas de super vazio	1 040 545
Períodos II, III	Horas de ponta	896 468
	Horas cheias	3 971 150
	Horas de vazio normal	1 863 271
	Horas de super vazio	1 120 684
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	457 627 535
	Capacitiva	153 504 132

Quadro 9-5 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(n.º de clientes)	38 848
Potência		(kW)
	Horas de ponta	487 313
	Contratada	2 266 761
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	305 478
	Horas cheias	813 816
	Horas de vazio normal	336 232
	Horas de super vazio	192 811
Períodos II, III	Horas de ponta	279 359
	Horas cheias	867 908
	Horas de vazio normal	369 733
	Horas de super vazio	209 389
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	170 015 499
	Capacitiva	93 929 032

Quadro 9-6 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA)

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	21 632
	34,50	17 695
	41,40	23 955
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	322 425
	Horas cheias	882 778
	Horas de vazio	556 534

Quadro 9-7 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 20,7$ kVA)

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $>2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	3,45	2 193 847
	4,60	424 421
	5,75	213 500
	6,90	1 345 925
	10,35	317 719
	13,80	122 237
	17,25	41 086
	20,70	135 125
Tarifa bi-horária	1,15	183
	2,30	73
	3,45	72 203
	4,60	37 219
	5,75	22 806
	6,90	152 563
	10,35	43 948
	13,80	21 853
Tarifa tri-horária	17,25	7 380
	20,70	23 836
	1,15	1 231
	2,30	64
	3,45	4 555
	4,60	1 667
	5,75	971
	6,90	7 363
10,35	3 356	
13,80	2 427	
17,25	1 301	
20,70	5 258	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		12 018 823
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 005 301
	Horas de vazio	728 954
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	30 715
	Horas cheias	92 897
	Horas de vazio	79 739
CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	185 918
	2,3	25 816
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		69 883

Quadro 9-8 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (IP)

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (IP)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		19 540
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	4 970
	Horas cheias	16 975
	Horas de vazio	47 545

9.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA DOS CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

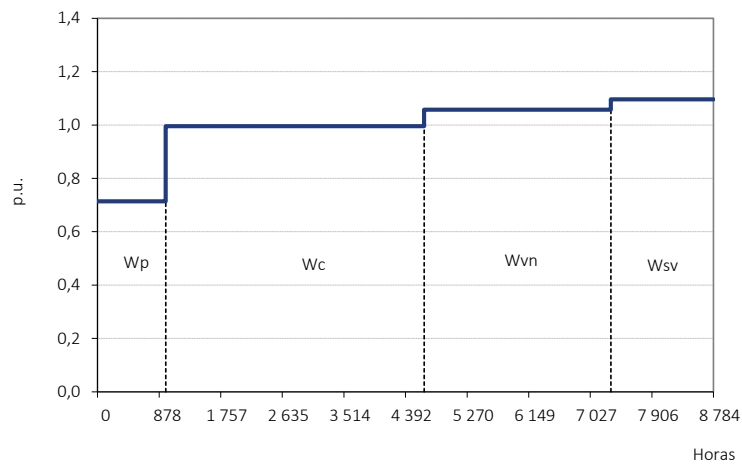
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

Nas opções tarifárias de BTN faz-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada de toda a BTN ($\leq 20,7$ kVA).

9.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

Na Figura 9-1 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes do mercado liberalizado em Muito Alta Tensão (MAT), discriminado por período tarifário. Na Figura 9-2 apresentam-se as potências médias anuais, contratada e em horas de ponta.

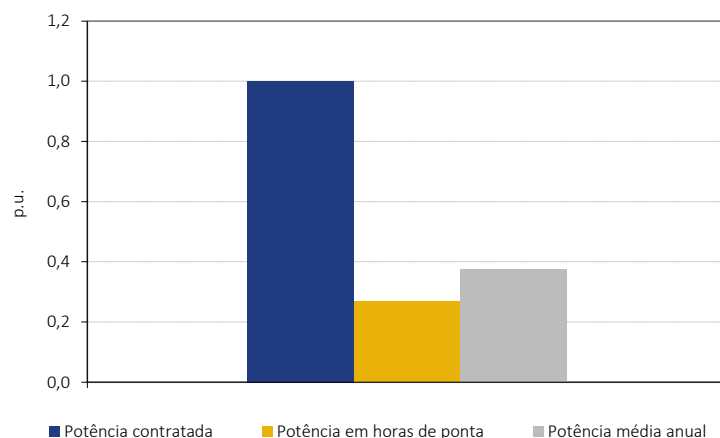
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MAT
Potência média anual	263 617
Potência média anual por cliente	3 235

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MAT



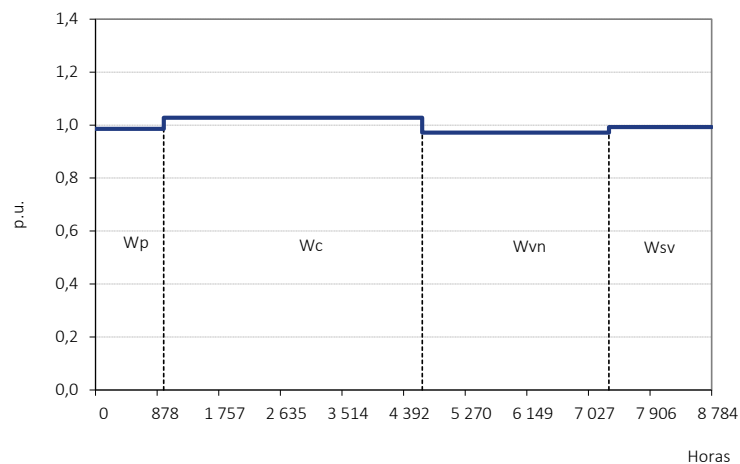
Potência de Base [kW/mês]	MAT
Potência contratada	703 846
Potência contratada por cliente	8 636

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.2 ALTA TENSÃO

Na Figura 9-3 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Alta Tensão (AT), discriminado por período tarifário. Na Figura 9-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

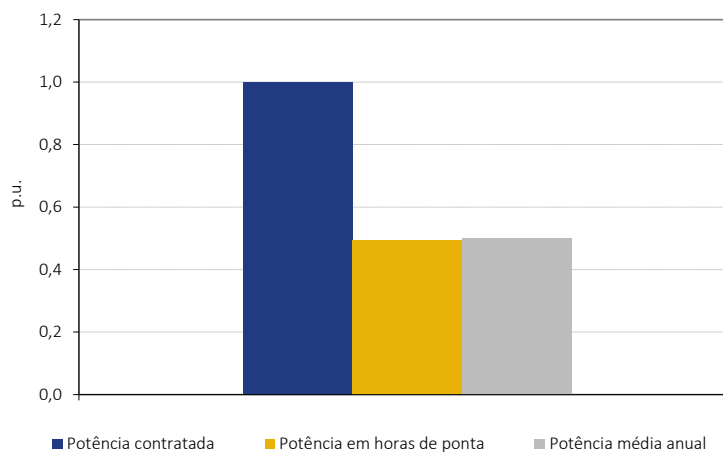
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	AT
Potência média anual	789 932
Potência média anual por cliente	2 303

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em AT



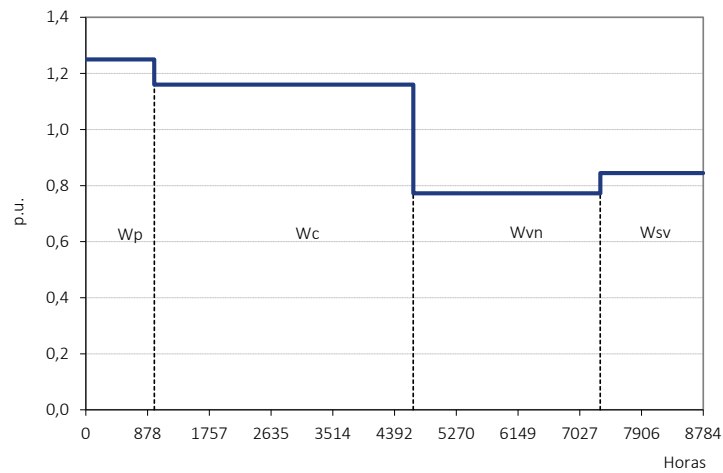
Potência de Base [kW/mês]	AT
Potência contratada	1 579 517
Potência contratada por cliente	4 605

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.3 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 9-5 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Média Tensão (MT), discriminado por período tarifário. Na Figura 9-6 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

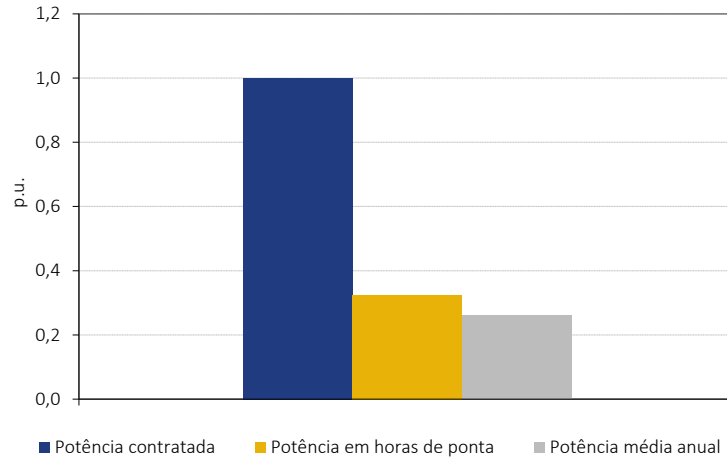
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MT
Potência média anual	1 748 577
Potência média anual por cliente	69

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MT



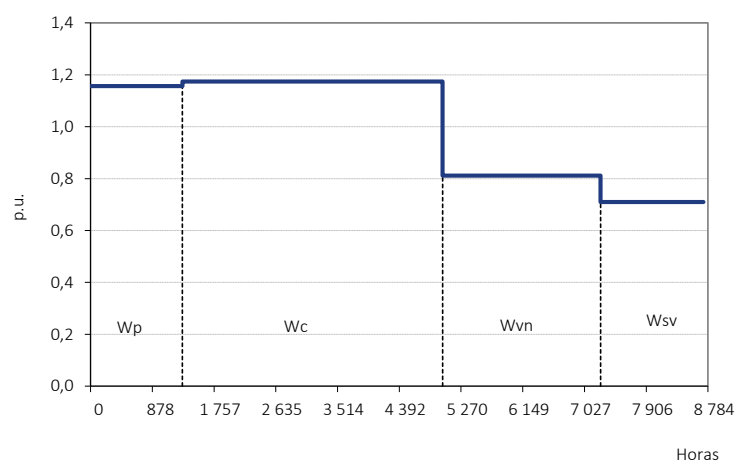
Potência de Base [kW/mês]	MT
Potência contratada	6 739 789
Potência contratada por cliente	264

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 9-7 apresenta-se os diagramas de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário. Na Figura 9-8 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

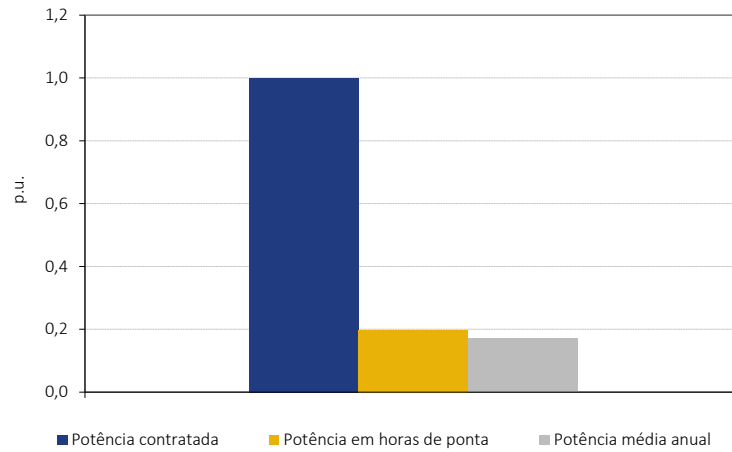
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	BTE
Potência média anual	387 022
Potência média anual por cliente	10

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 9-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em BTE



Potência de Base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	2 266 761
Potência contratada por cliente	58

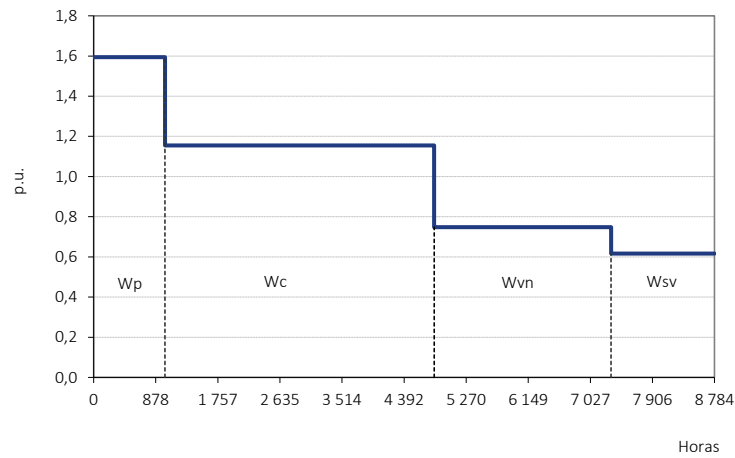
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 9-9 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, discriminado por período tarifário.

Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 13.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período tarifário

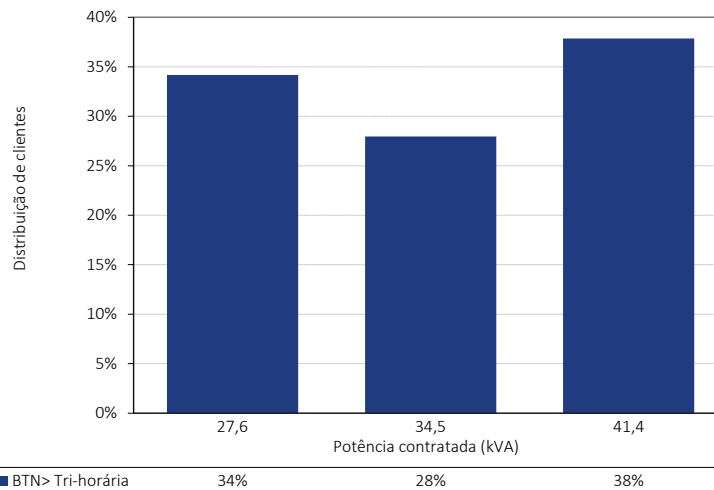


Potência de Base [kW]	BTN >
Potência média anual	200 562
Potência média anual por cliente	3,17

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Na Figura 9-10 e na Figura 9-11 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

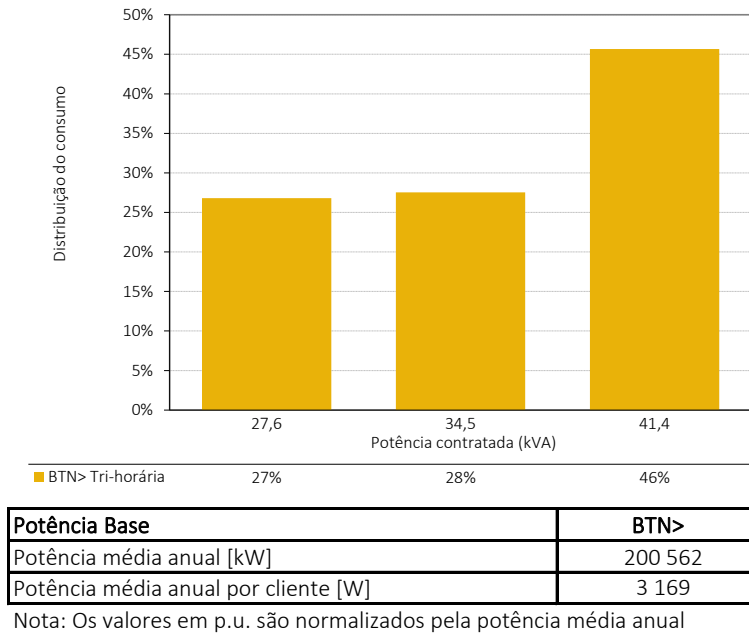
Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	63 282

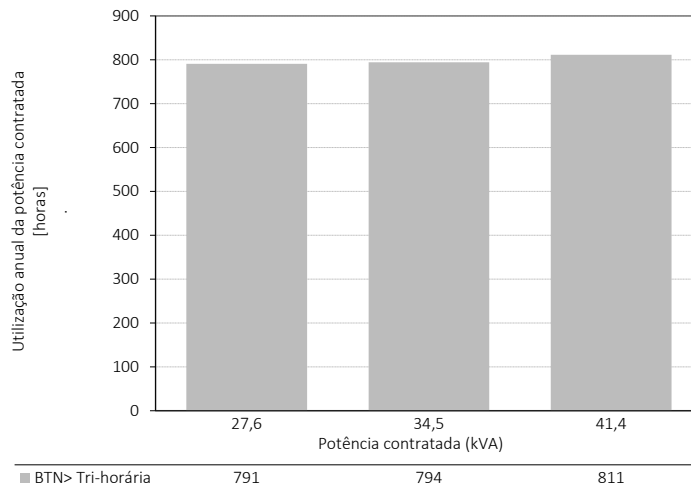
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes

Figura 9-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Na Figura 9-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência contratada.

Figura 9-12 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



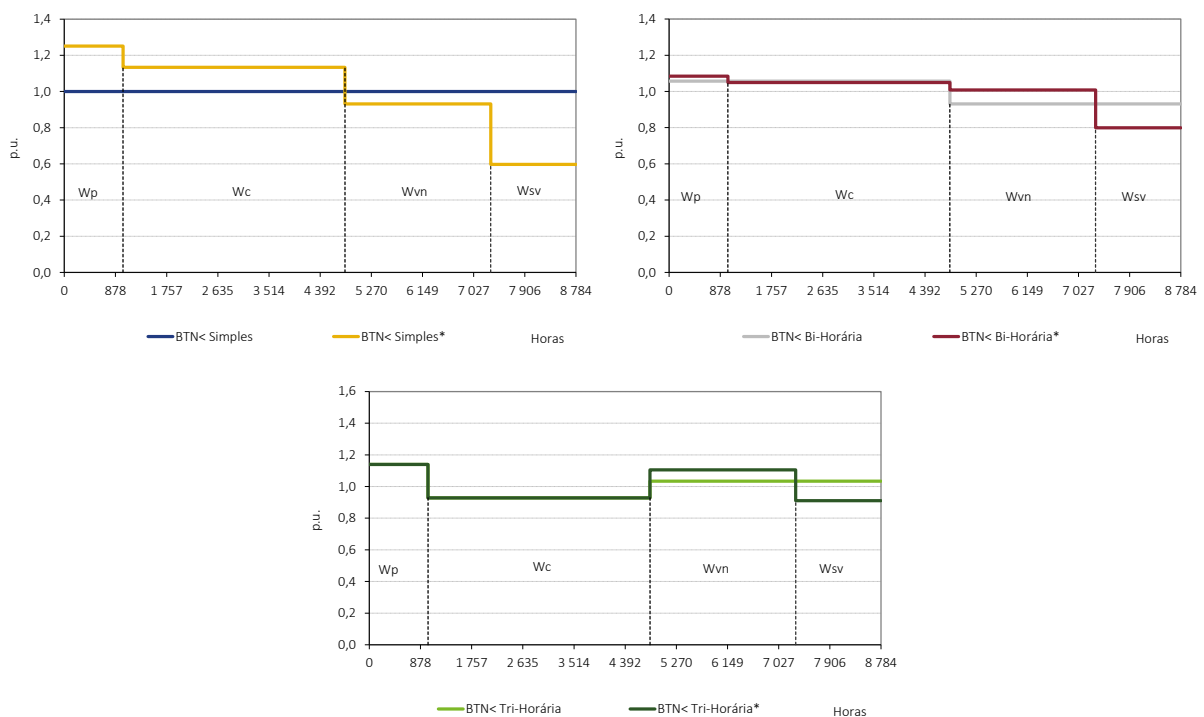
9.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 9-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa bi-horária e tarifa tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa simples*, tarifa bi-horária* e tarifa tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária simples.

Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	BTN< Simples	BTN< Bi-Horária	BTN< Tri-Horária
Potência média anual	1 368 263	197 433	31 061
Potência média anual por cliente	0,29	0,52	0,68

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

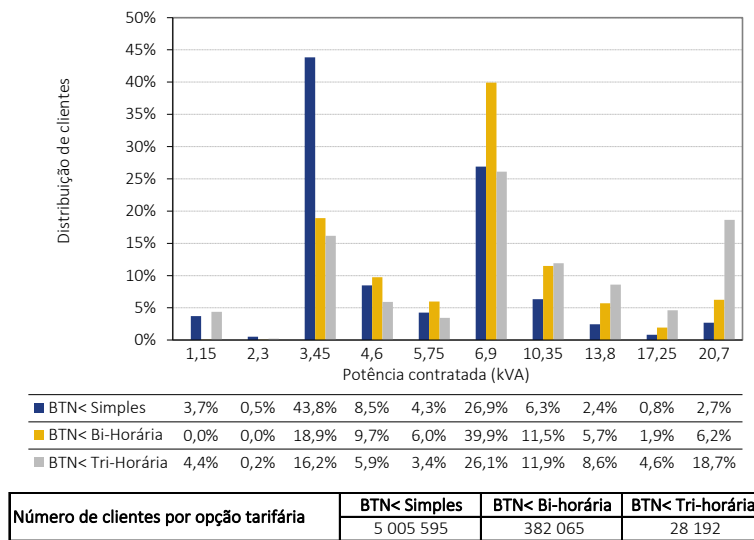
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária. Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

Importa destacar o facto de o diagrama de carga da tarifa tri-horária constituir-se como um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e super vazio.

Na Figura 9-14 e na Figura 9-15 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

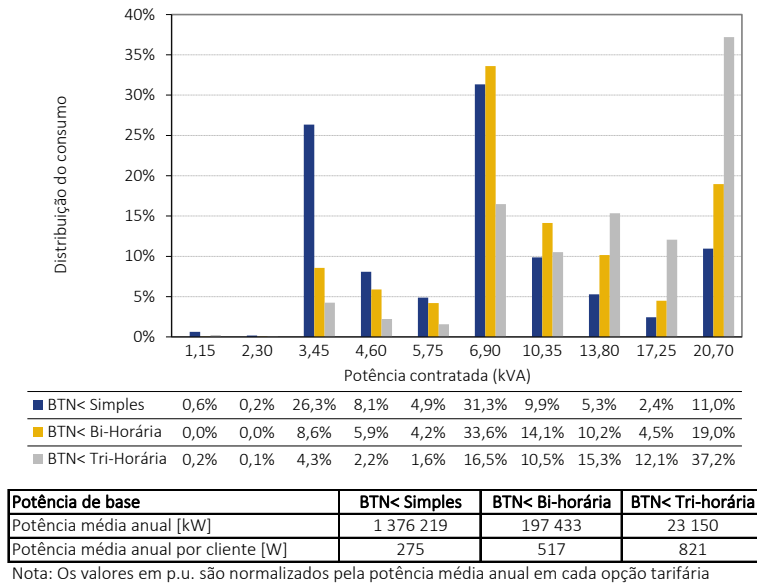
Figura 9-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

*Exclui IP

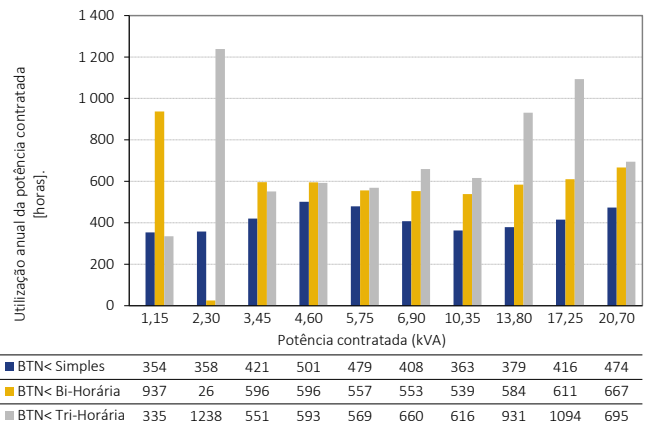
Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

Na Figura 9-16 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 9-16 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

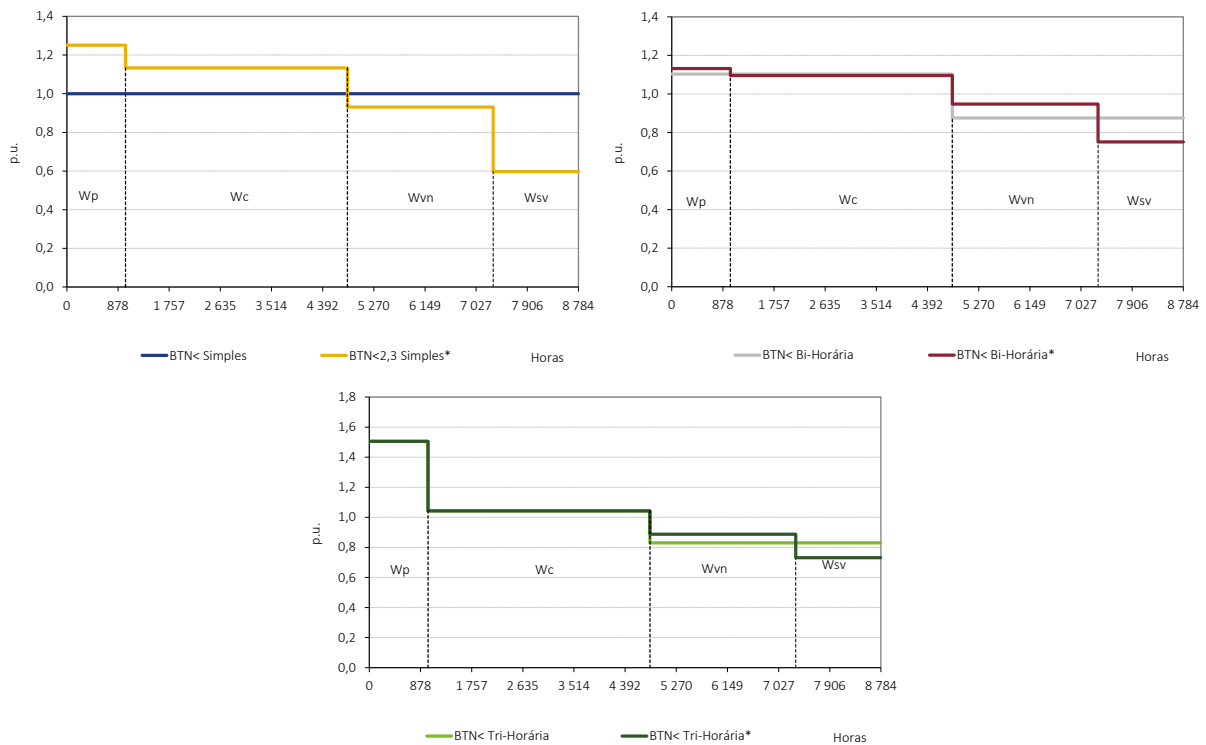
9.2.7 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 9-17 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTN Social, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa simples, tarifa bi-horária e tarifa tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa bi-horária* e tarifa tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária simples.

Figura 9-17 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



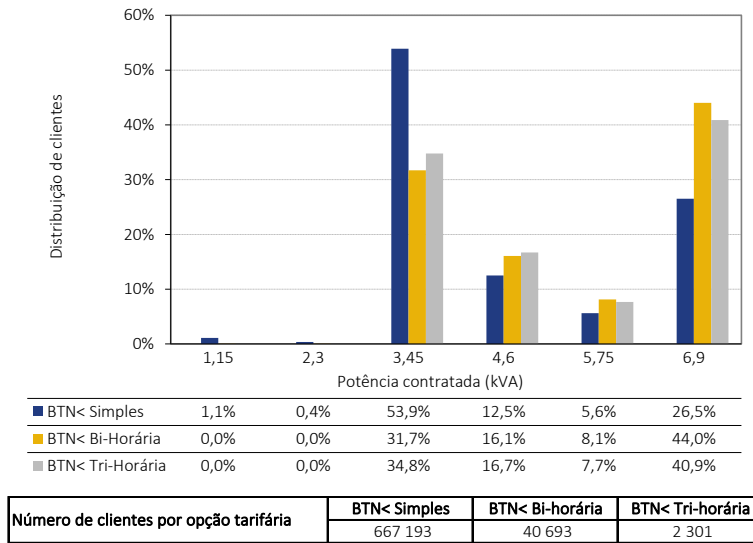
Potência de base [kW]	BTN< Simples	BTN< Bi-Horária	BTN< Tri-Horária
Potência média anual	745	13 243	689
Potência média anual por cliente	0,08	0,35	0,32

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Importa também destacar as diferenças existentes entre o diagrama de cargas da opção tri-horária da BTN Social face ao mesmo diagrama com a totalidade da BTN ($\leq 20,7$ kVA).

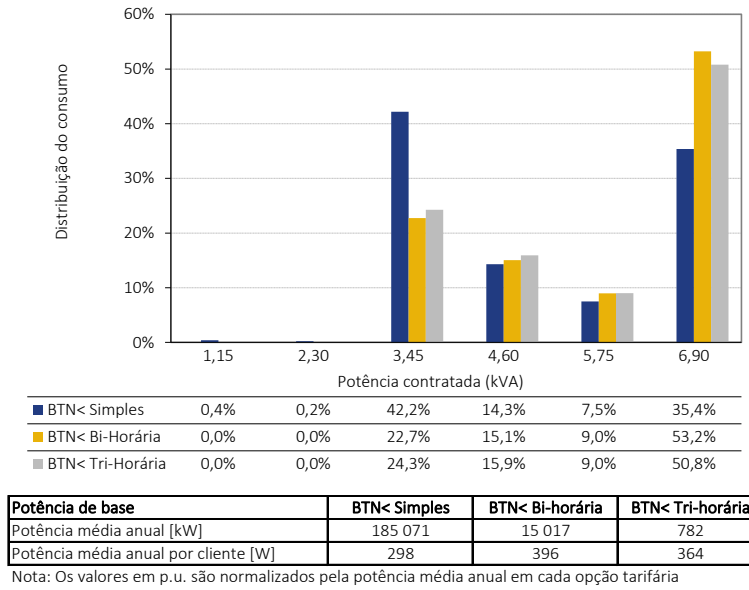
Na Figura 9-18 e na Figura 9-19 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 9-18 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



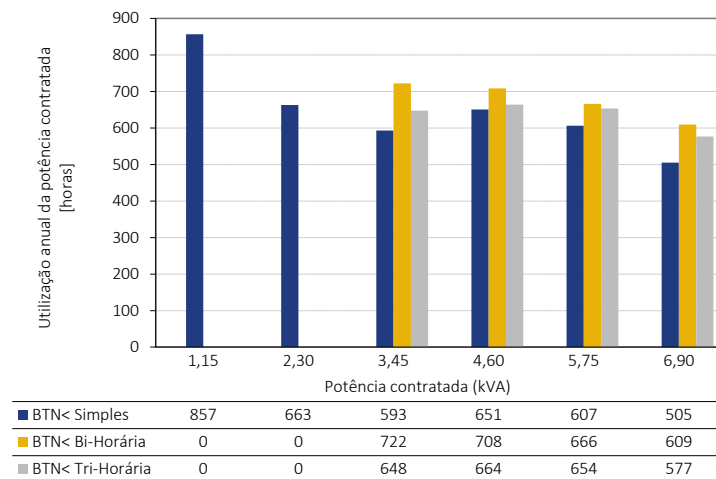
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

Figura 9-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Na Figura 9-20 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 9-20 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



10 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Os fornecimentos de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA encontram-se espelhados do Quadro 10-1 ao Quadro 10-6.

No Quadro 10-1 são exibidos os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 10-2 ao Quadro 10-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.

Quadro 10-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	288	37,2%	823	0,6%
BT	488	62,8%	130 747	99,4%
BTE	65	13,3%	806	0,6%
BTN	423	86,7%	129 941	99,4%
Total	776	100,0%	131 570	100,0%

10.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Quadro 10-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	823
Potência		(kW)
	Horas de ponta	37 243
	Contratada	136 919
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	26 454
	Horas cheias	66 046
	Horas de vazio normal	28 499
	Horas super vazio	17 318
Períodos II, III	Horas de ponta	28 663
	Horas cheias	71 561
	Horas de vazio normal	30 901
	Horas super vazio	18 782
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	13 421 247
	Capacitiva	3 277 633

Quadro 10-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	806
Potência		(kW)
	Horas de ponta	8 878
	Contratada	40 274
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	6 633
	Horas cheias	16 532
	Horas de vazio normal	6 342
	Horas super vazio	3 746
Períodos II, III	Horas de ponta	6 314
	Horas cheias	15 737
	Horas de vazio normal	6 038
	Horas super vazio	3 567
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	5 101 136
	Capacitiva	1 335 953

Quadro 10-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em
BTN (> 20,7 kVA)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	990
	34,50	463
	41,40	554
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	9 721
	Horas cheias	24 733
	Horas de vazio	15 529

**Quadro 10-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em
BTN ($\leq 20,7$ kVA)**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN $\leq 20,7$ kVA (exceto simples $\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	3,45	45 970
	4,60	1 682
	5,75	1 018
	6,90	34 134
	10,35	4 181
	13,80	1 420
	17,25	1 812
	20,70	1 668
Tarifa bi-horária	1,15	4
	2,30	1
	3,45	216
	4,60	33
	5,75	15
	6,90	744
	10,35	165
	13,80	117
Tarifa tri-horária	17,25	112
	20,70	87
	1,15	22
	2,30	23
	3,45	7 440
	4,60	1 126
	5,75	683
	6,90	15 174
10,35	1 366	
13,80	550	
17,25	680	
20,70	2 288	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		223 954
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	5 977
	Horas de vazio	3 984
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	20 904
	Horas cheias	54 463
	Horas de vazio	43 464
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SIMPLES ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	3 037
	2,3	296
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		1 340

Quadro 10-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS da RAA EM BTN (IP)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		5 242
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	1 808
	Horas cheias	2 746
	Horas de vazio	14 072

10.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e potência média anual.

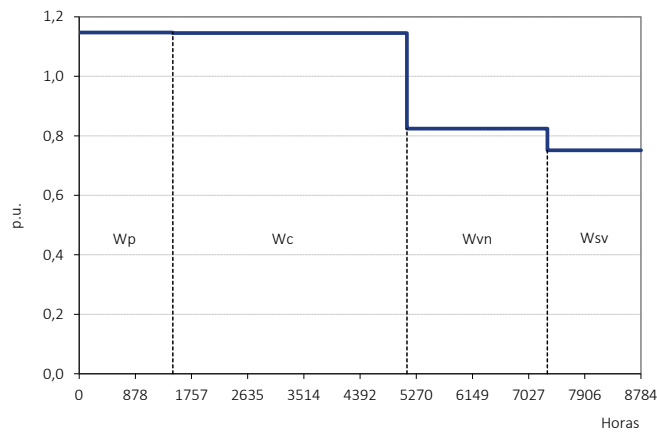
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

Nas opções tarifárias de BTN ($\leq 20,7$ kVA) faz-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada.

10.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 10-1 apresenta-se o diagrama de carga de MT, em p.u., discriminado por período tarifário. Na Figura 10-2 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta para os clientes fornecidos em MT.

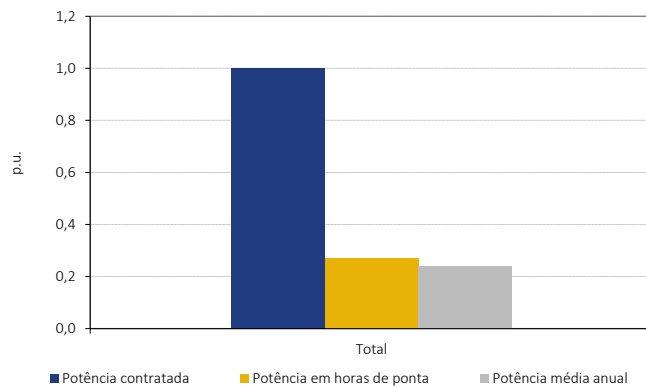
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	32 812
Potência média anual por cliente	40

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT



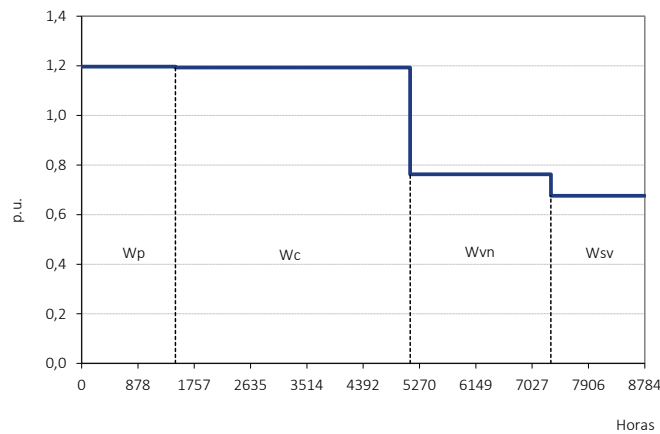
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	136 919
Potência contratada por cliente	166

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

10.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 10-3 apresenta-se o diagrama de carga de BTE, em p.u., discriminado por período tarifário. Na Figura 10-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e potência em horas de ponta para os clientes fornecidos em BTE.

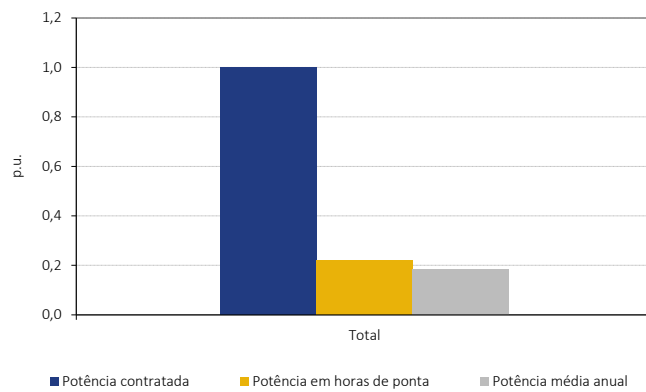
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	7 389
Potência média anual por cliente	9

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	40 274
Potência contratada por cliente	50

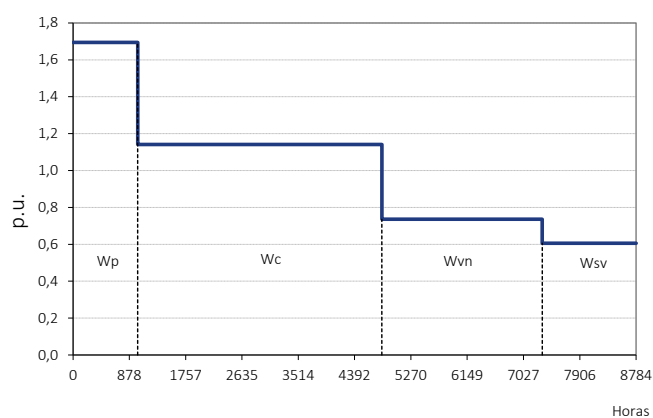
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

10.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 10-5 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, discriminado por período horário.

Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 13.1 relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário

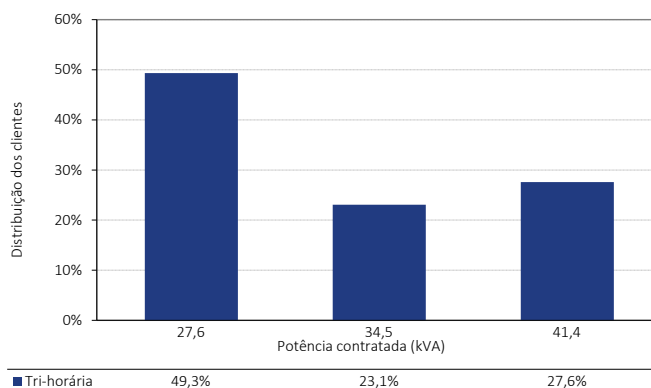


Potência de base [kW]	BTN > Tri-horária
Potência média anual	5 690
Potência média anual por cliente	2,84

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Na Figura 10-6 e na Figura 10-7 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

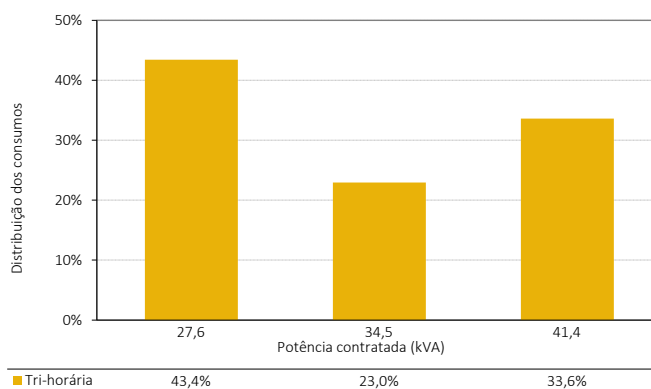
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN > Tri-horária
	2 007

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes

Figura 10-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)

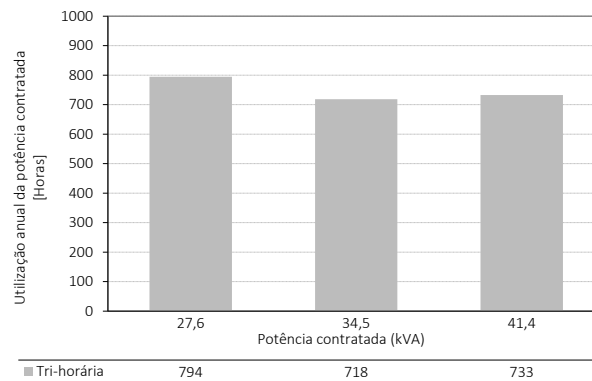


Potência de base	BTN > Tri-horária
Potência média anual [kW]	5 690
Potência média anual por cliente [W]	2 835

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Na Figura 10-8 apresenta-se a utilização da potência contratada, por escalão de potência contratada.

Figura 10-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



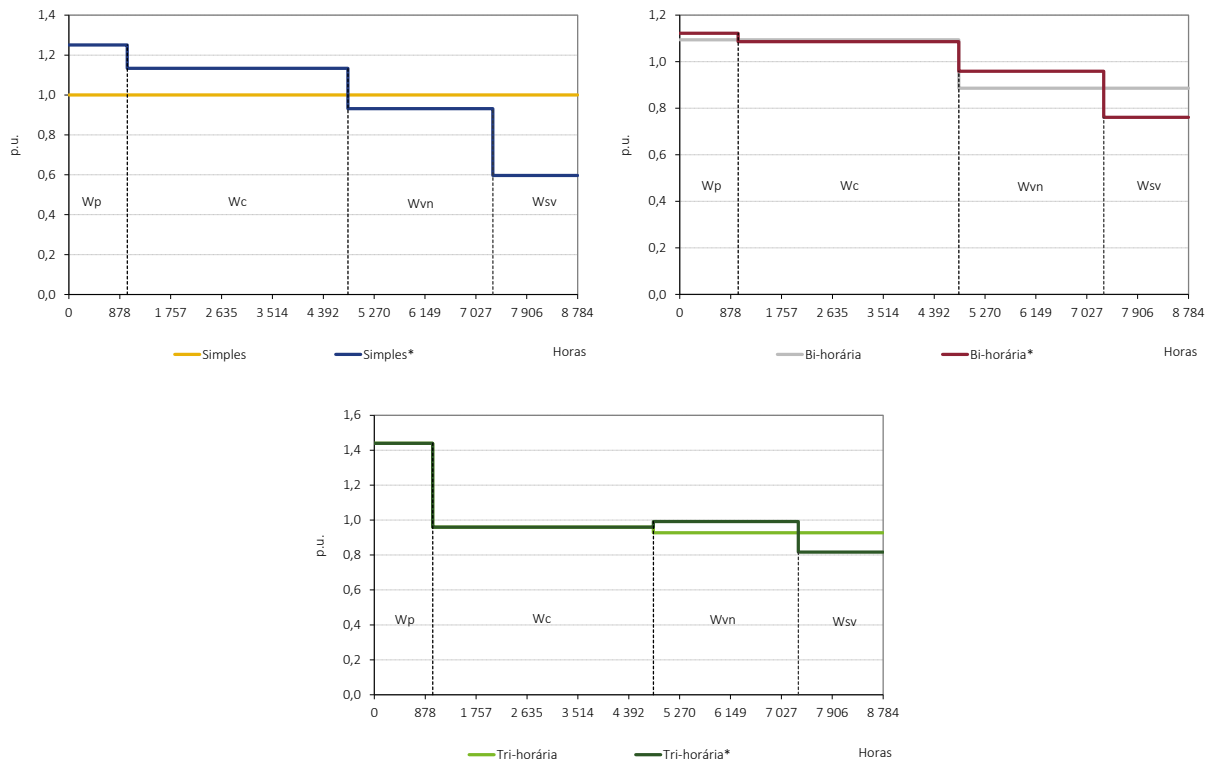
10.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 10-9 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa simples, tarifa bi-horária e tarifa tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa simples*, tarifa bi-horária* e tarifa tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 10-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	BTN<Simple	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	25 496	1 134	15 648
Potência média anual por cliente	0,28	0,76	0,53

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

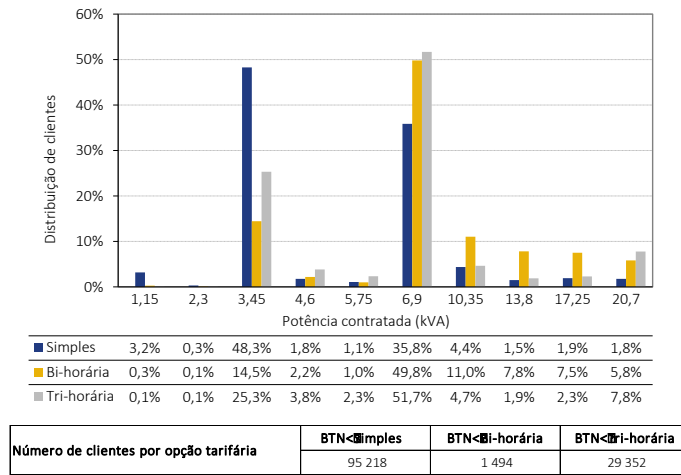
O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária. Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

Importa destacar o facto de o diagrama de carga da tarifa tri-horária na RAA ser muito distinto do de Portugal continental e da RAM, que são um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e super vazio. Na RAA a opção tri-horária tem uma penetração

muito mais significativa junto dos consumidores, pelo que o seu diagrama de carga não é dominado pelo perfil da iluminação pública.

Na Figura 10-10 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

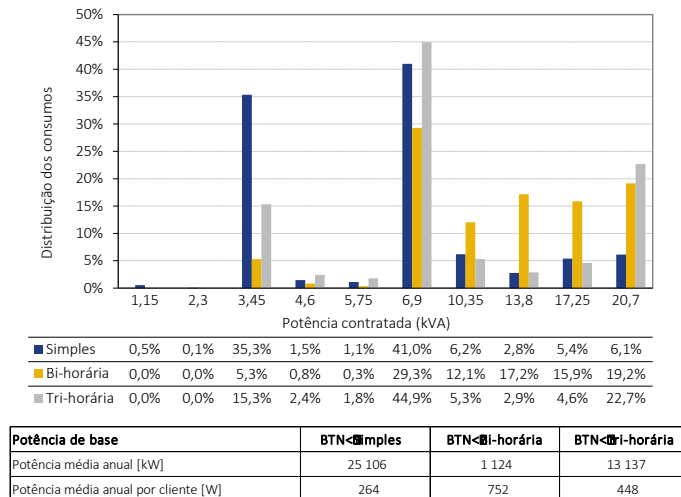
Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

*Exclui IP

Figura 10-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (≤20,7 kVA)*

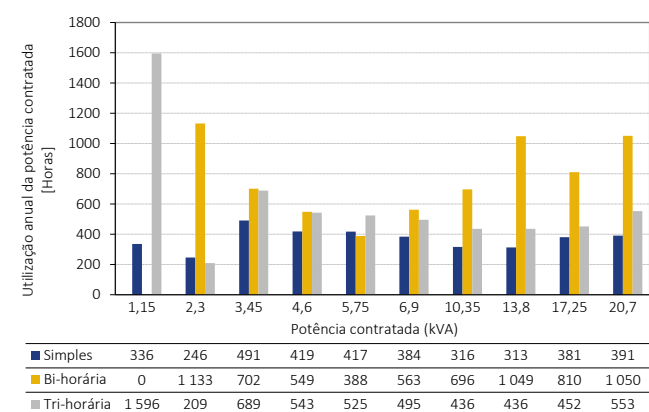


Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

*Exclui IP

Na Figura 10-12 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 10-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*



*Exclui IP

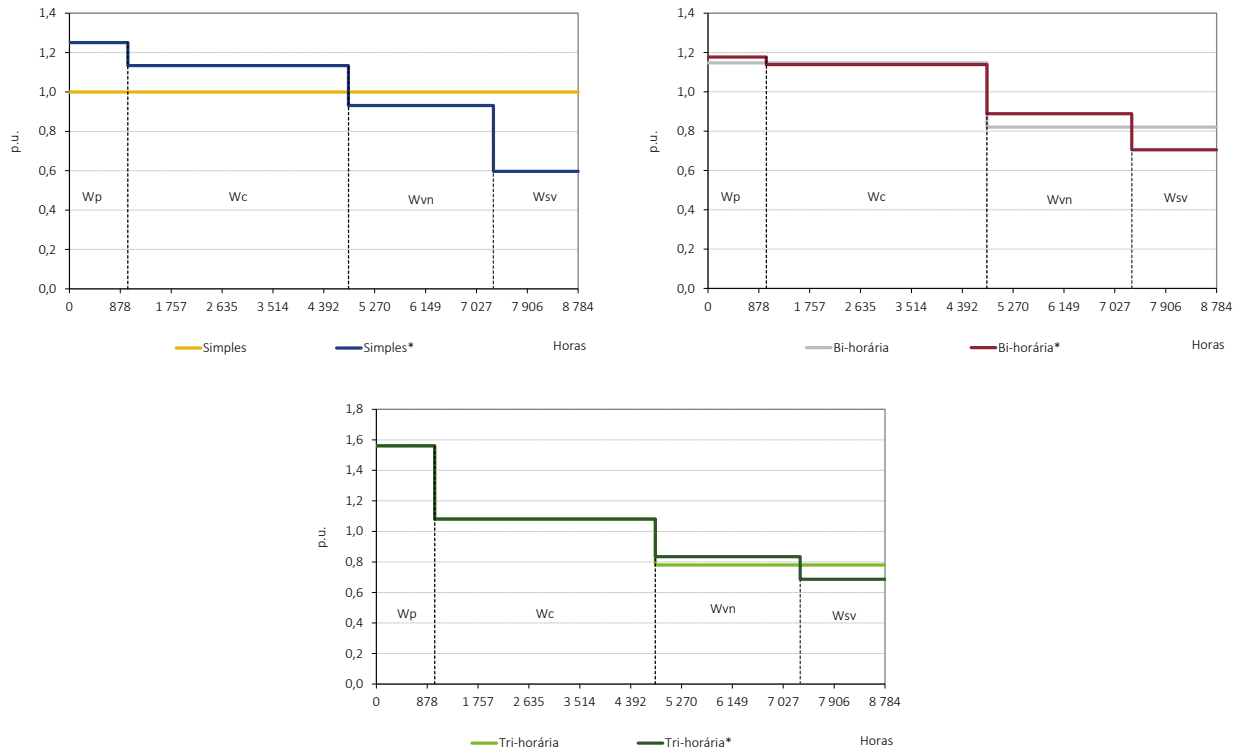
10.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 10-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN Social, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 10-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	BTN<Simples	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	3 784	33	1 867
Potência média anual por cliente	0,29	0,45	0,39

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Importa também destacar as diferenças existentes entre o diagrama de cargas da opção tri-horária da BTN Social face ao mesmo diagrama com a totalidade da BTN ($\leq 20,7$ kVA).

Na Figura 10-14 e na Figura 10-15 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 10-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)

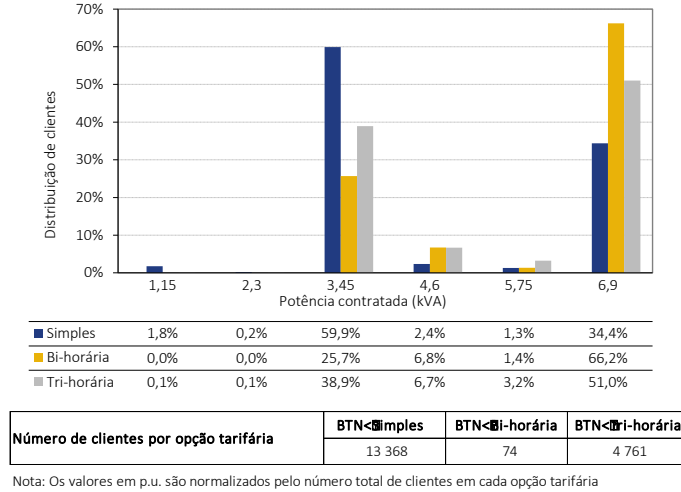
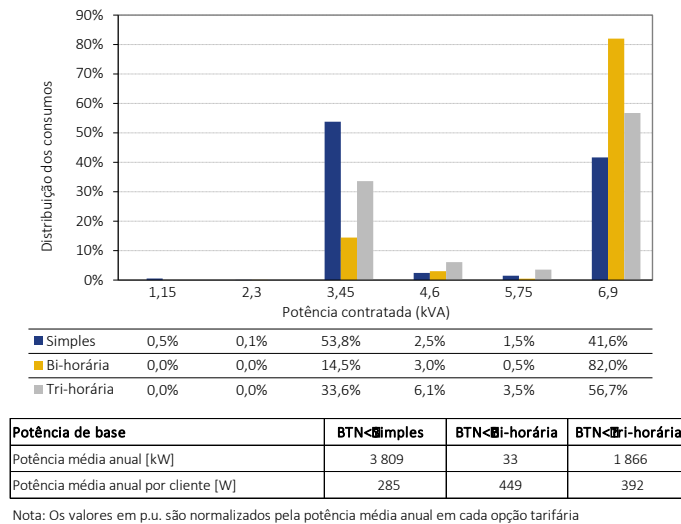
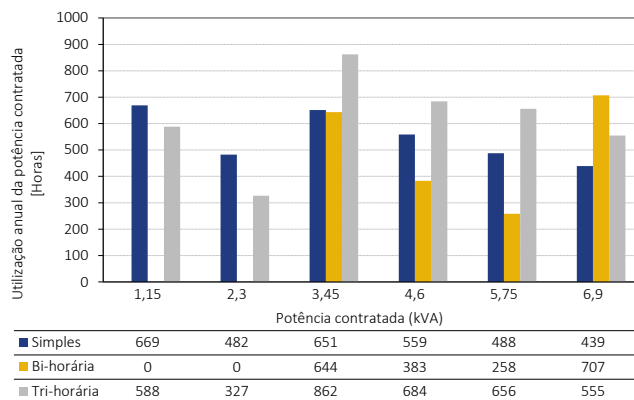


Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social)



Na Figura 10-16 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 10-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



11 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Os fornecimentos de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM encontram-se espelhados do Quadro 11-1 ao Quadro 11-6.

No Quadro 11-1 são exibidos os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 11-2 ao Quadro 11-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira.

Quadro 11-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	229	27,0%	339	0,2%
BT	618	73,0%	145 095	99,8%
BTE	143	23,1%	1 297	0,9%
BTN	475	76,9%	143 798	99,1%
Total	847	100,0%	145 434	100,0%

11.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Quadro 11-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	339
Potência		(kW)
	Horas de ponta	28 537
	Contratada	95 775
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	19 459
	Horas cheias	50 761
	Horas de vazio normal	23 204
	Horas de super vazio	13 033
	Horas de ponta	22 339
	Horas cheias	58 176
	Horas de vazio normal	26 868
	Horas de super vazio	15 185
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	8 439 625
	Capacitiva	0

Quadro 11-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1 297
Potência		(kW)
	Horas de ponta	19 456
	Contratada	102 540
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	13 476
	Horas cheias	35 548
	Horas de vazio normal	13 028
	Horas de super vazio	6 940
	Horas de ponta	15 014
	Horas cheias	37 384
	Horas de vazio normal	13 943
	Horas de super vazio	7 467
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	10 383 537
	Capacitiva	0

Quadro 11-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	953
	34,50	727
	41,40	804
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	13 077
	Horas cheias	31 799
	Horas de vazio	17 854

Quadro 11-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN $\leq 20,7$ kVA (exceto simples $\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	3,45	44 896
	4,60	1 833
	5,75	912
	6,90	68 747
	10,35	4 622
	13,80	2 180
	17,25	988
	20,70	3 360
Tarifa bi-horária	1,15	10
	2,30	9
	3,45	985
	4,60	104
	5,75	41
	6,90	5 079
	10,35	564
	13,80	359
tarifa tri-horária	17,25	164
	20,70	625
	1,15	3
	2,30	2
	3,45	66
	4,60	9
	5,75	7
	6,90	117
10,35	28	
13,80	32	
17,25	9	
20,70	59	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		323 097
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	24 110
	Horas de vazio	13 838
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	515
	Horas cheias	1 257
	Horas de vazio	1 613
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN SIMPLES ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	1,15	3 481
	2,3	623
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		4 030

Quadro 11-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS da RAM EM BTN (IP)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		6 989
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		19
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	40
	Horas de vazio	68
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	5 750
	Horas cheias	6 258
	Horas de vazio	31 702

11.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e potência média anual.

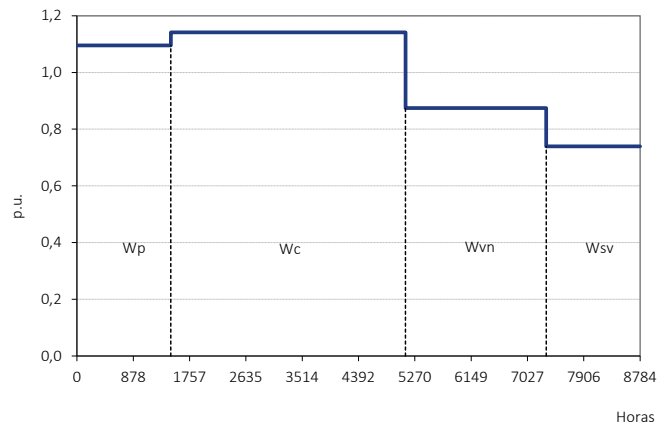
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

Nas opções tarifárias de BTN ($\leq 20,7$ kVA) faz-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada.

11.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 11-1 apresenta-se o diagrama de carga de MT, em p.u., discriminado por período horário. Na Figura 11-2 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta para os clientes fornecidos em MT.

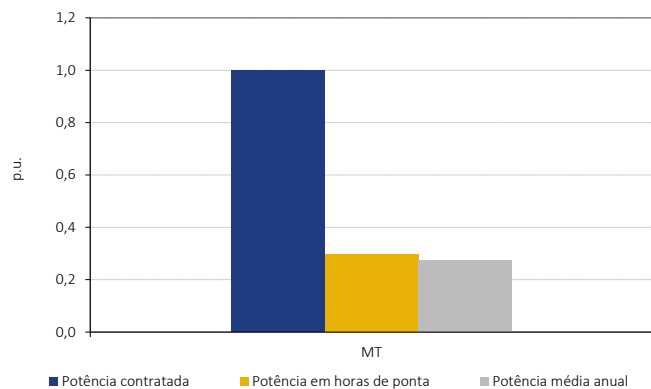
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	26 073
Potência média anual por cliente	77

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 11-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT



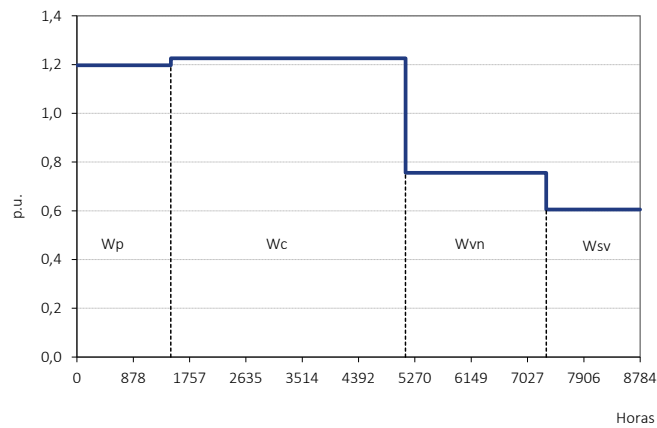
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	95 775
Potência contratada por cliente	282

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

11.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 11-3 apresenta-se o diagrama de carga de BTE, em p.u., discriminado por período horário. Na Figura 11-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e potência em horas de ponta para os clientes fornecidos em BTE.

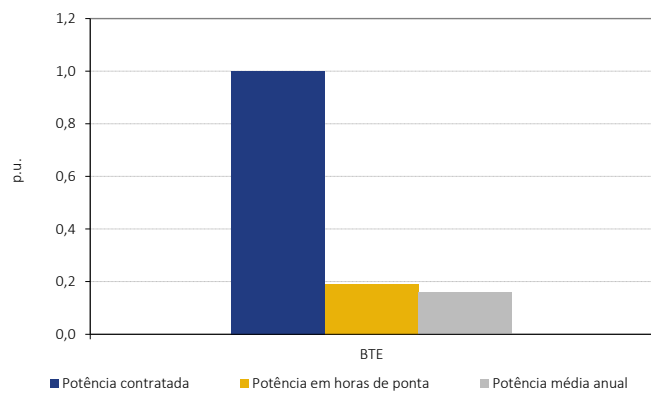
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	16 257
Potência média anual por cliente	13

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 11-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	102 540
Potência contratada por cliente	79

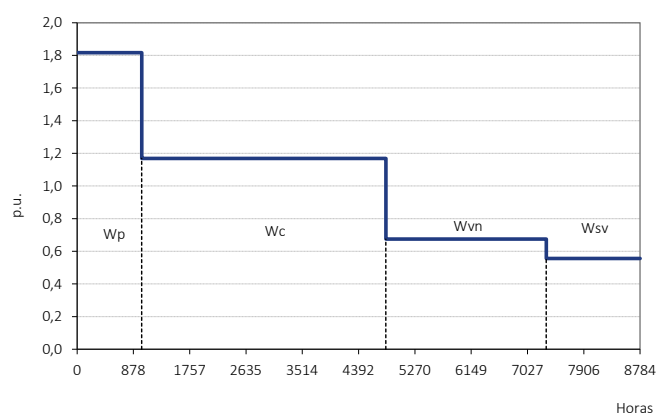
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

11.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 11-5 apresenta-se o diagrama de carga em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, em p.u., discriminado por período horário.

Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 13.1 relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 11-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTN>
Potência média anual	7 141
Potência média anual por cliente	2,88

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Na Figura 11-6 e na Figura 11-7 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

Figura 11-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)

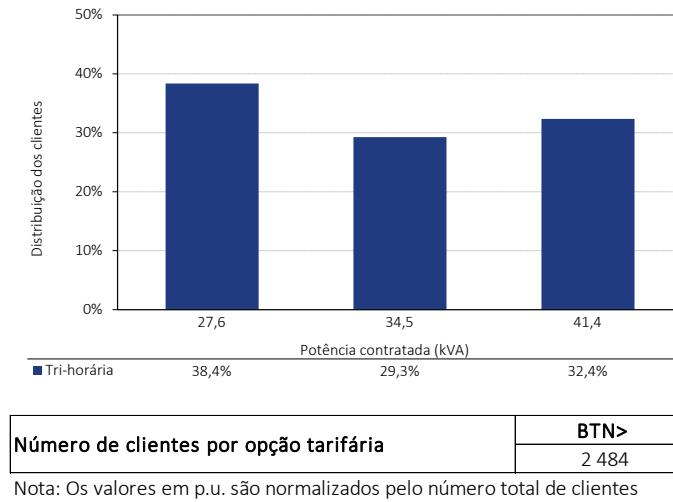
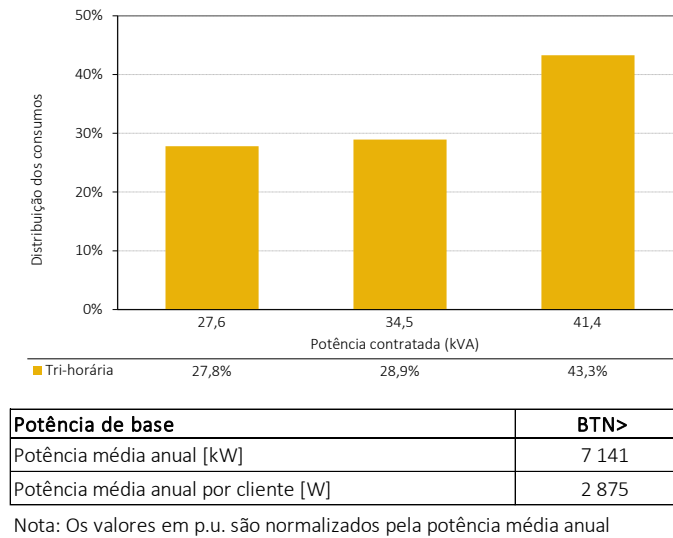
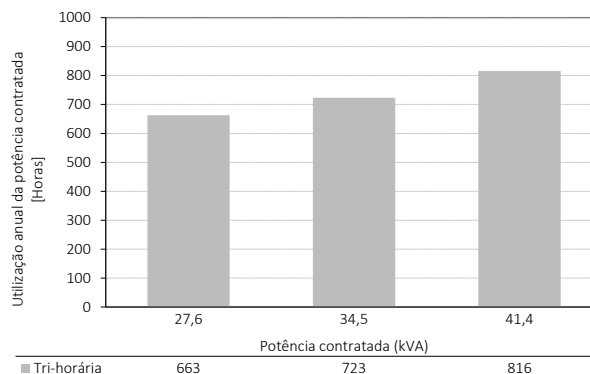


Figura 11-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)



Na Figura 11-8 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência contratada.

Figura 11-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (> 20,7 kVA)



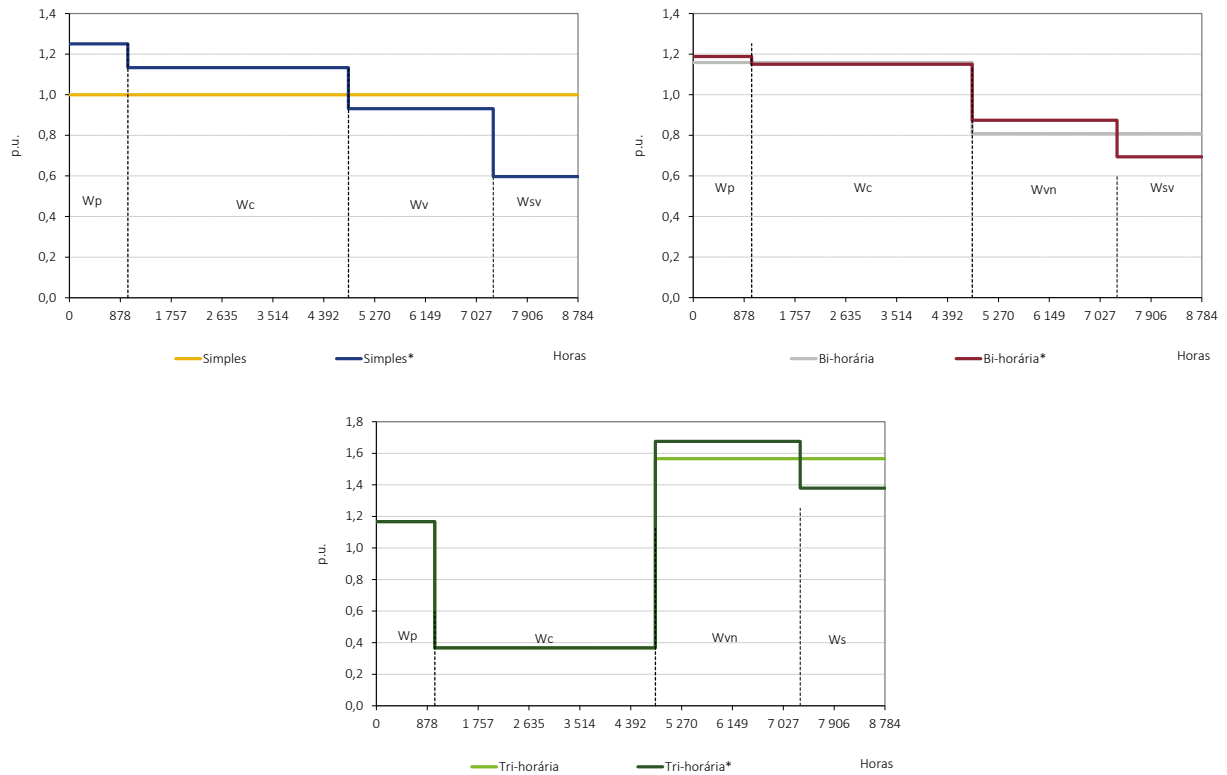
11.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 11-9 apresentam-se os diagramas de carga em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, em p.u., discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 11-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	BTN<Simples	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	36 782	4 320	5 376
Potência média anual por cliente	0,29	0,54	3,10

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

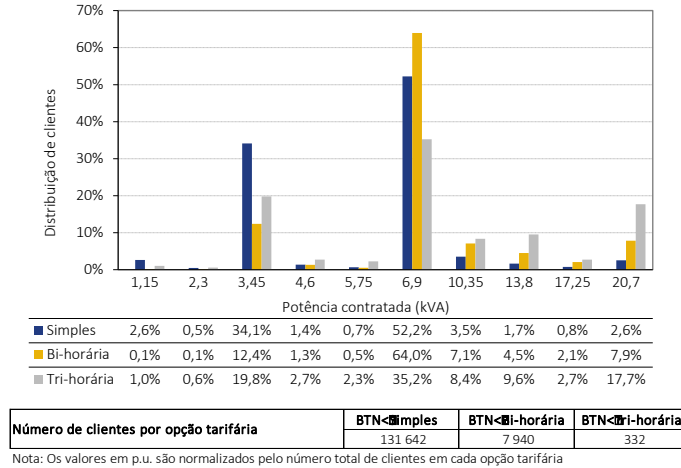
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária. Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

Importa destacar o facto de o diagrama de carga da tarifa tri-horária constituir-se como um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e super vazio.

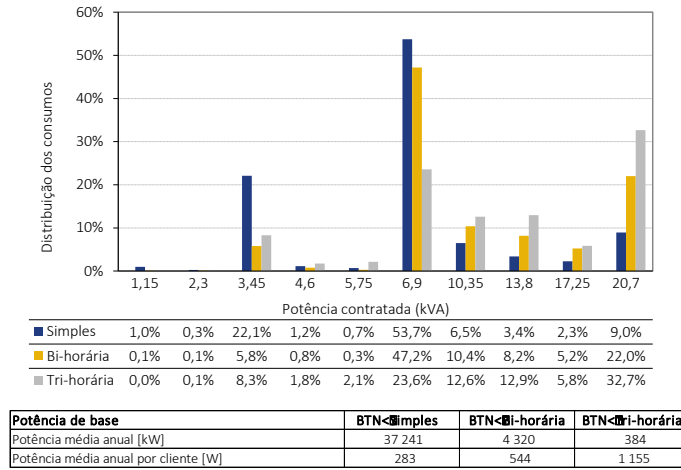
Na Figura 11-10 e na Figura 11-11 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 11-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*



*Exclui IP

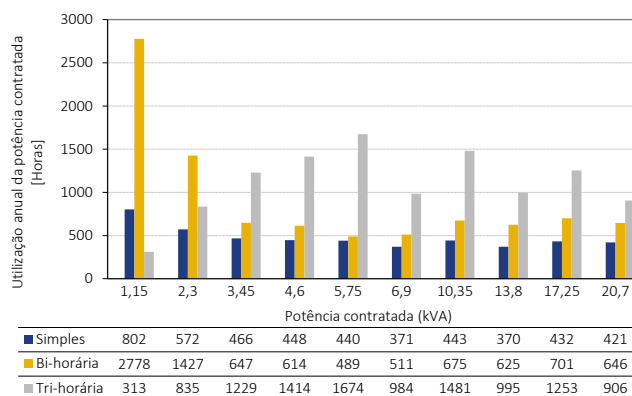
Figura 11-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*



*Exclui IP

Na Figura 11-12 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 11-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*



*Exclui IP

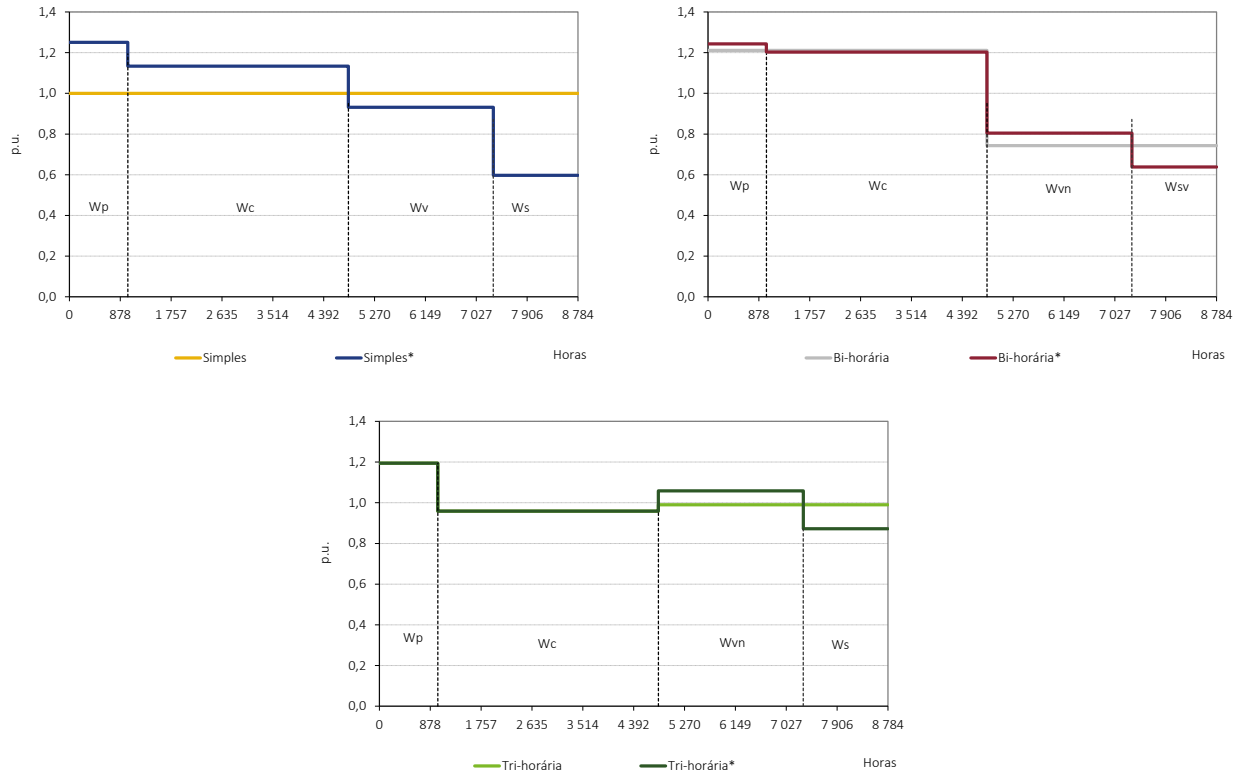
11.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 11-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN Social, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária Tri-horária<, no ponto 13.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 11-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	BTN<Simples	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	5 155	315	7
Potência média anual por cliente	0,27	0,36	0,54

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Na Figura 11-14 e na Figura 11-15 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 11-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)

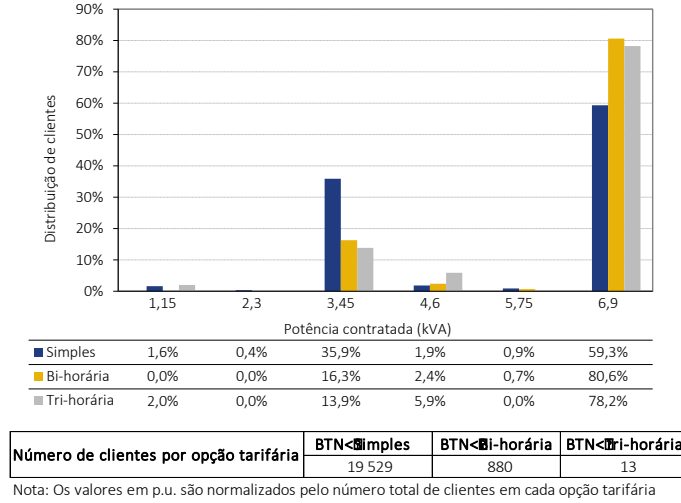
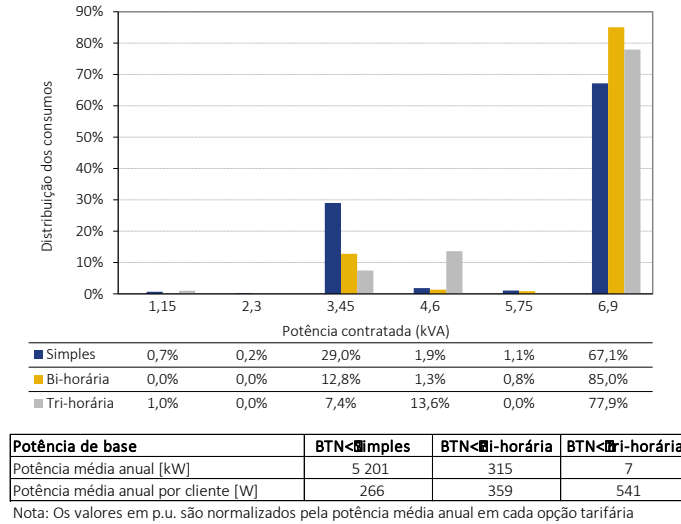
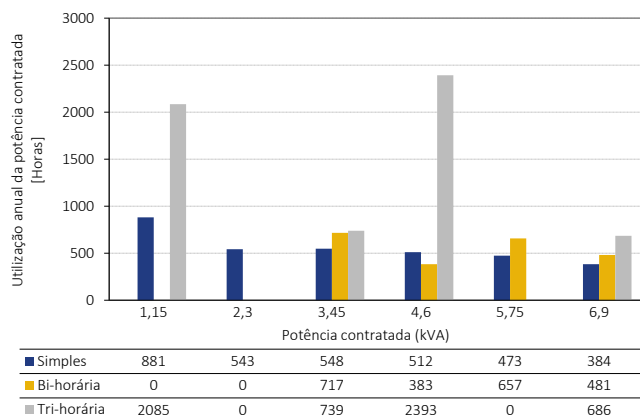


Figura 11-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Na Figura 11-16 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 11-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



12 PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo ²², ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O número de clientes beneficiários da Tarifa Social de eletricidade em Portugal continental, para o ano de 2024, tem como base a informação mais recente recebida dos vários comercializadores, no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira adotam-se as previsões da EDA e da EEM.

O universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem aumentado significativamente, ascendendo no terceiro trimestre de 2023 a cerca de 822 mil clientes em Portugal Continental e a cerca de 39 mil clientes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, de acordo com a informação reportada à ERSE pelos comercializadores.

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores das redes de distribuição, sendo as quantidades apresentadas por opção tarifária e escalão de potência contratada, para Portugal continental, Região Autónoma dos Açores e Região Autónoma da Madeira.

²² Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 6272,64 €, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

Quadro 12-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – Portugal continental

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º clientes)
Tarifa simples ≤2,3kVA	1,15	11 670
	2,3	3 842
Tarifa simples	3,45	413 871
	4,6	95 943
	5,75	43 155
	6,9	203 671
Tarifa bi-horária	1,15	2
	2,3	14
	3,45	14 860
	4,6	7 527
	5,75	3 814
	6,9	20 627
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	921
	4,6	442
	5,75	203
	6,9	1 082
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		11 063
Tarifa simples		1 732 784
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	85 608
	Horas de vazio	55 912
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	1 273
	Horas cheias	3 333
	Horas de vazio	2 761

Quadro 12-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAA

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º clientes)
Tarifa simples ≤2,3kVA	1,15	236
	2,3	30
Tarifa simples	3,45	8 008
	4,6	319
	5,75	177
	6,9	4 598
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	19
	4,6	5
	5,75	1
	6,9	49
Tarifa tri-horária	1,15	3
	2,3	3
	3,45	1 853
	4,6	318
	5,75	154
	6,9	2 430
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		215
Tarifa simples		33 241
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	184
	Horas de vazio	108
tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 937
	Horas cheias	7 687
	Horas de vazio	5 775

Quadro 12-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAM

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º clientes)
Tarifa simples ≤2,3kVA	1,15	314
	2,3	71
Tarifa simples	3,45	7 013
	4,6	362
	5,75	181
	6,9	11 588
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	143
	4,6	21
	5,75	6
Tarifa tri-horária	6,9	709
	1,15	0
	2,3	0
	3,45	2
	4,6	1
Tarifa tri-horária	5,75	0
	6,9	10
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		407
Tarifa simples		45 281
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 842
	Horas de vazio	929
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	9
	Horas cheias	26
	Horas de vazio	28

13 PERFIS DE CONSUMO

O cálculo das tarifas pressupõe uma discriminação das quantidades de energia entregues, tanto a clientes do comercializador de último recurso como a clientes no mercado liberalizado, em quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio) e em duas estações (período seco, trimestres II e III, e período húmido, trimestres I e IV). Nas situações em que a informação de quantidades não satisfaz esta discriminação, é necessário recorrer a diagramas de carga tipo para estimar a parte desconhecida.

No caso das opções tarifárias em MAT, AT, MT e BTE não há necessidade de recorrer a diagramas de carga tipo, pois a totalidade das quantidades são discriminadas nos quatro períodos horários e diferenciadas entre período seco e período húmido.

Quanto às opções tarifárias de BTN, os contadores têm uma discriminação de, no máximo, três períodos horários, pelo que a informação sobre as quantidades não tem o nível de discriminação suficiente e compatível com o utilizado nas quantidades para o cálculo das tarifas.

Assim, para a obtenção das quantidades a considerar no cálculo das tarifas, é necessário utilizar diagramas de carga tipo representativos dos perfis de consumo dos consumidores padrão de cada uma das opções tarifárias de BTN.

Este ano procede-se a uma atualização desses perfis, com base nos diagramas de consumo, por opção tarifária, para os clientes BTN, construídos pela E-Redes no âmbito do estudo de caracterização e atualização da amostra de clientes em BTN, de junho de 2023.

Estes diagramas reportam ao período entre 1 de abril de 2022 e 31 de março de 2023 e são diferenciados entre tarifa simples, bi-horária e tri-horária. Cada uma das figuras seguintes (Figura 13-1 à Figura 13-3), apresenta duas semanas, uma do período húmido e outra do período seco, o que permite observar as diferenças no comportamento do consumo entre esses dois períodos, para as diferentes opções tarifárias.

Figura 13-1 - Perfil de consumo para BTN Simples

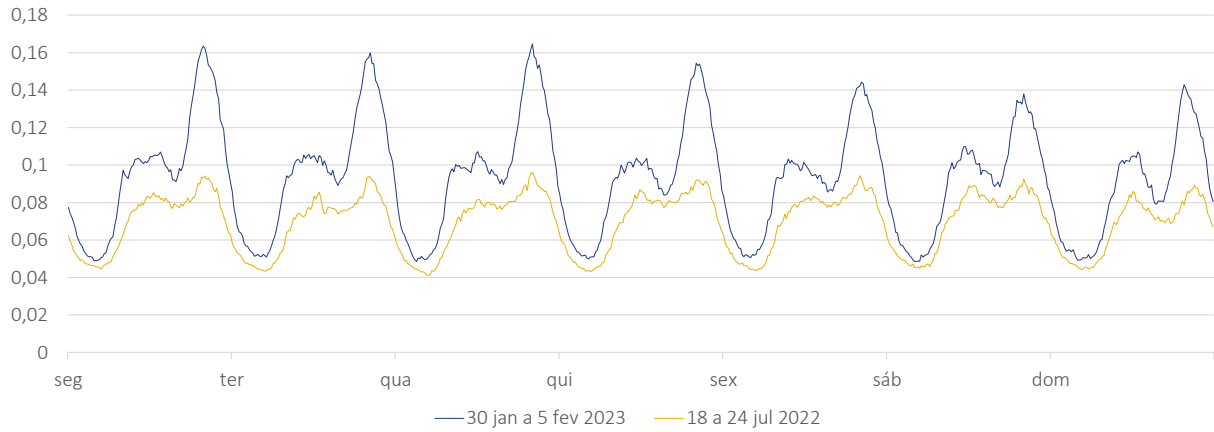


Figura 13-2 - Perfil de consumo para BTN bi-horária

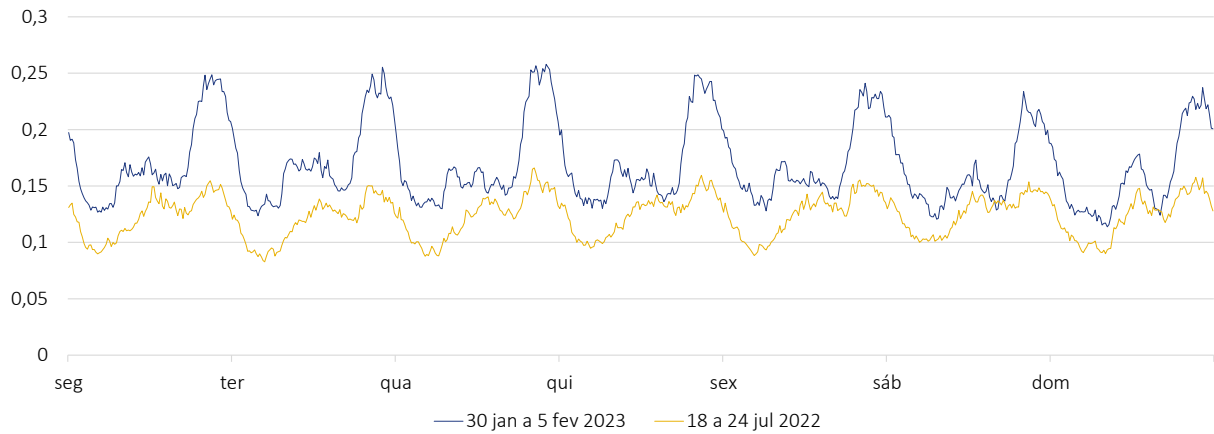
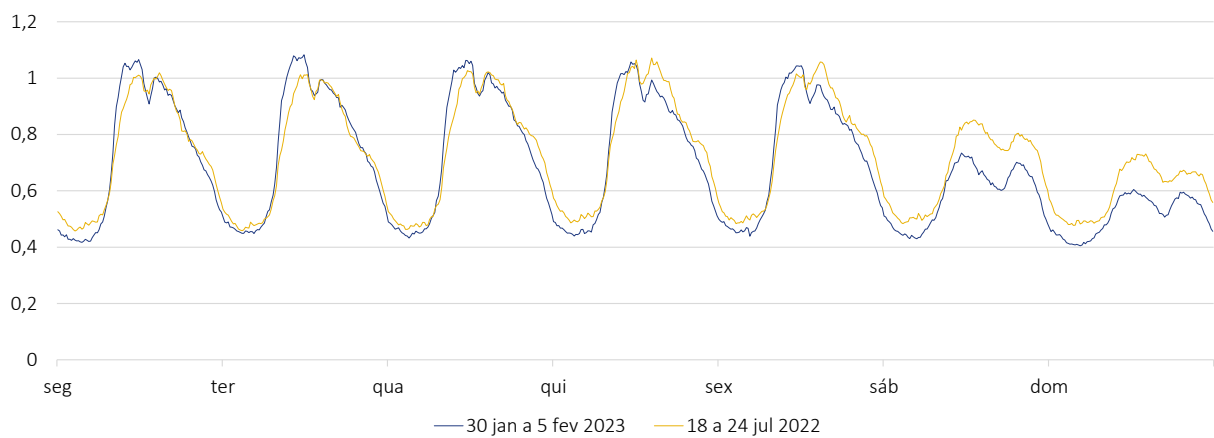


Figura 13-3 - Perfil de consumo para BTN tri-horária



Em seguida apresentam-se os diagramas de carga considerados para a tipificação dos consumos para cada opção tarifária em BTN, determinados com base na informação referida anteriormente e considerando um ciclo semanal sem feriados. As estruturas de quantidades obtidas são utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

13.1 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN TRI-HORÁRIA

O diagrama de carga da opção tarifária BTN tri-horária resultante da informação atualizada, apresenta as estruturas de consumos dos Quadro 13-1 e Quadro 13-2. Os Quadro 13-1 e Quadro 13-2 são utilizados tanto para a BTN tri-horária < como para a BTN tri-horária >.

Quadro 13-1 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN tri-horária

BTN 3H	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	32%	16%
Período II, III	35%	17%

Quadro 13-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN tri-horária

BTN 3H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	59%	47%	48%
Período II, III	41%	53%	52%

13.2 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN BI-HORÁRIA

O diagrama de carga da opção tarifária BTN bi-horária resultante da informação atualizada apresenta as estruturas de consumos dos Quadro 13-3, Quadro 13-4 e Quadro 13-5.

Quadro 13-3 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN bi-horária

BTN 2H	Ponta	Cheias
Período I, IV	14%	39%
Período II, III	7%	39%

Quadro 13-4 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN bi-horária

BTN 2H	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	37%	17%
Período II, III	31%	15%

Quadro 13-5 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN bi-horária

BTN 2H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	67%	50%	54%
Período II, III	33%	50%	46%

13.3 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN SIMPLES

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Simples resultante da informação atualizada apresenta a estrutura de consumos do Quadro 13-6.

Quadro 13-6 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN

Simples

BTN Simples	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	10%	25%	14%	5%
Período II, III	5%	24%	12%	5%

14 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

Nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações os operadores das redes devem apresentar à ERSE propostas de valores para os fatores de ajustamento para perdas, por período tarifário, relativos às suas redes, até ao dia 15 de junho de cada ano, devidamente justificadas.

14.1 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL

Conforme previsto regulamentarmente, a E-Redes, na qualidade de operador da RND, e a REN – Rede Eléctrica Nacional (REN), na qualidade de operador da RNT, enviaram propostas de fatores de ajustamento para perdas relativos às suas redes.

Após análise das propostas enviadas pela E-Redes e pela REN, e sublinhando a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, a ERSE valida a proposta da E-Redes, que apresenta valores idênticos, e no caso da REN mantém em vigor para 2024 os fatores de ajustamento para perdas que vigoraram em 2023.

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Refira-se que serão ainda publicados para 2024 perfis de perdas com discriminação de 15 minutos para aplicação às quantidades de energia das carteiras dos comercializadores. Estes perfis serão consonantes com os fatores de ajustamento para perdas agora publicados, sendo produzidos e publicados na internet pelos operadores das redes, por aplicação das metodologias de construção dos perfis de perdas aprovadas pela ERSE na sequência da Consulta Pública n.º 118 ²³.

²³ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-118/>

Quadro 14-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental

(%)	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
V_{MAT}^h	1,27%	1,25%	1,39%	1,31%
$V_{AT/RNT}^h$	1,70%	1,67%	1,86%	1,75%
V_{AT}^h	1,67%	1,56%	1,25%	1,14%
V_{MT}^h	4,74%	4,35%	3,46%	3,07%
V_{BT}^h	9,64%	8,97%	8,27%	6,57%

Para o ano de 2024 os fatores de ajustamento para perdas por nível de tensão com desagregação tetra-horária, convertidos para uma estrutura bi-horária são os apresentados no Quadro 14-2.

Quadro 14-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária

(%)	Períodos horários (h)	
	Fora de Vazio	Vazio
V_{MAT}^h	1,25	1,36
$V_{AT/RNT}^h$	1,68	1,82
V_{AT}^h	1,58	1,21
V_{MT}^h	4,43	3,32
V_{BT}^h	9,16	7,59

No Quadro 14-3 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas acumulados para 2024 (integram as perdas da rede do nível de tensão de entrega e as perdas nas redes de montante) convertidos para uma estrutura bi-horária.

Quadro 14-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária

(%)	Períodos horários	
	Fora de Vazio	Vazio
AT	3,29	3,05
MT	7,86	6,48
BT	17,74	14,56

14.2 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A empresa Eletricidade dos Açores (EDA) enviou à ERSE uma proposta de atualização dos valores para os fatores de ajustamento para perdas nas suas redes de transporte e distribuição para 2024.

Uma vez que o mercado liberalizado na Região Autónoma dos Açores não se expressa ainda em termos de consumidores no mercado, a alteração dos valores dos fatores de ajustamento para perdas não se traduz em qualquer alteração a nível de valor final das tarifas.

Conforme indicado na proposta de fatores de ajustamento a vigorar para o período regulatório 2022-2025, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

Deste modo, e sublinhando a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, o quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Os fatores de ajustamento para perdas na Região Autónoma dos Açores apenas têm aplicação ao tratamento de consumidores no mercado livre. Dado que a liberalização do mercado de eletricidade em Baixa Tensão apenas tem aplicação em Portugal continental, não se definem ainda os fatores de ajustamento para perdas em Baixa Tensão para esta região autónoma.

Quadro 14-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores

Ilha	(%)	Períodos horários (h)			
	Fator	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
S. Maria	V_{MT}^h	1,19	1,14	1,06	0,97
S. Miguel	V_{AT}^h	0,25	0,25	0,27	0,30
	V_{MT}^h	1,13	1,12	1,10	1,13
Terceira	V_{MT}^h	1,84	1,79	1,60	1,52
Graciosa	V_{MT}^h	0,38	0,36	0,32	0,28
S. Jorge	V_{MT}^h	1,87	1,73	1,46	1,24
Pico	V_{MT}^h	2,73	2,63	2,39	2,13
Faial	V_{MT}^h	0,81	0,80	0,71	0,65
Flores	V_{MT}^h	0,41	0,39	0,35	0,31
Corvo	V_{MT}^h	0,06	0,06	0,05	0,05

14.3 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou à ERSE a proposta de valores para os fatores de ajustamento para perdas nas suas redes para 2024, resultado de um estudo efetuado pela empresa para as ilhas da Madeira e de Porto Santo.

Uma vez que o mercado liberalizado na Região Autónoma da Madeira não se expressa ainda em termos de consumidores no mercado, a alteração dos valores dos fatores de ajustamento para perdas não se traduz em qualquer alteração a nível de valor final das tarifas.

Conforme indicado na proposta de fatores de ajustamento a vigorar para o período regulatório 2022-2025, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

Deste modo, e sublinhando a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, o quadro seguinte apresenta os

fatores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Os fatores de ajustamento para perdas na Região Autónoma da Madeira apenas têm aplicação ao tratamento de consumidores no mercado livre. Dado que a liberalização do mercado de eletricidade em Baixa Tensão apenas tem aplicação em Portugal continental, não se definem ainda os fatores de ajustamento para perdas em Baixa Tensão para esta região autónoma.

Quadro 14-5 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira

Ilha	(%)	Períodos horários (h)			
	Fator	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
Madeira	V_{AT}^h	0,24	0,24	0,21	0,21
	V_{MT}^h	1,98	1,92	1,85	1,84
Porto Santo	V_{MT}^h	2,37	2,42	2,48	2,54