

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA  
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2023**

Dezembro 2022

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](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	<b>5</b>
2.1	Balanço de energia elétrica para Portugal continental.....	5
2.2	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma dos Açores .....	19
2.3	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma da Madeira.....	19
2.4	Consumos e número de consumidores de energia elétrica em Portugal.....	20
<b>3</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b> .....	<b>23</b>
<b>4</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE</b> .....	<b>25</b>
4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	25
4.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	26
<b>5</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>29</b>
5.1	Fatores de simultaneidade nas redes.....	29
5.2	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	31
5.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	32
5.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	35
<b>6</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO</b> .....	<b>39</b>
6.1	Tarifa de Energia.....	39
6.2	Tarifas de Comercialização .....	40
<b>7</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS</b> .....	<b>41</b>
7.1	Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental .....	42
7.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental .....	45
7.2.1	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	45
7.2.2	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA).....	48
7.2.3	Baixa Tensão Normal Social.....	51
<b>8</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS APLICADAS EM MAT, AT, MT E BTE NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO DO CUR</b> .....	<b>55</b>
8.1	Quantidades consideradas para efeito do cálculo das tarifas aplicadas em MAT, AT, MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do CUR .....	55
<b>9</b>	<b>PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO</b> .....	<b>59</b>
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
<b>10</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....</b>	<b>81</b>
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
<b>11</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA.....</b>	<b>97</b>
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
<b>12</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES .....</b>	<b>113</b>
<b>13</b>	<b>PERFIS DE CONSUMO.....</b>	<b>117</b>
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
<b>14</b>	<b>FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES .....</b>	<b>123</b>
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 - Estrutura de consumos de energia elétrica em Portugal continental por mercado e nível de tensão .....	7
Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	12
Figura 2-3 - Número acumulado de clientes no mercado livre.....	15
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado.....	16
Figura 2-5 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão.....	17
Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2022 e 2023.....	18
Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2022 e 2023 .....	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 .....	32
Figura 5-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT.....	34
Figura 5-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT.....	35
Figura 5-4 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD .....	37
Figura 5-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URD .....	38
Figura 6-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de energia .....	40
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	46
Figura 7-2 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) .....	46
Figura 7-3 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) .....	47
Figura 7-4 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência e (BTN > 20,7 kVA) .....	47
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	48
Figura 7-6 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA)* .....	49
Figura 7-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA)* .....	50
Figura 7-8 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA)* .....	50
Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	51
Figura 7-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	52

Figura 7-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	52
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	53
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 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário .....	6
Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores de energia elétrica em Portugal continental .....	6
Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica em Portugal continental .....	7
Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	12
Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental .....	13
Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental .....	13
Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	19
Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM .....	20
Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal .....	21
Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa OLMC do operador logístico de mudança de comercializador.....	23
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 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.....	29
Quadro 5-2 - Coeficientes de simultaneidade .....	30



Quadro 5-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição .....	31
Quadro 5-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{MAT}$ dos operadores das redes de distribuição .....	33
Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{AT}$ dos operadores das redes de distribuição .....	34
Quadro 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{AT}$ dos operadores das redes de distribuição .....	36
Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{MT}$ dos operadores das redes de distribuição .....	36
Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{BT}$ dos operadores das redes de distribuição .....	37
Quadro 6-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de energia do Comercializador de Último Recurso .....	39
Quadro 6-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de comercialização do Comercializador de Último Recurso .....	40
Quadro 7-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso.....	41
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) .....	42
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 .....	42
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) .....	43
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 .....	44
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (IP) .....	45
Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para efeito do cálculo das tarifas aplicadas em MAT, AT, MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do CUR .....	55
Quadro 8-2 - Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em AT .....	56
Quadro 8-3 – Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em MT .....	57
Quadro 8-4 - Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em BTE .....	57
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, tarifa do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), tarifas por atividade do comercializador de último recurso (CUR), tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos do mercado regulado em Portugal continental 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 2023. 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.

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, das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição e da tarifa do operador logístico de mudança de comercializador e, por consequência, das tarifas de Acesso às Redes.

Para efeitos do presente documento, na procura dos comercializadores de último recurso em Portugal continental considerou-se que as tarifas de Venda a Clientes Finais foram extintas a partir de 1 de janeiro de 2013, em conformidade com o calendário de extinção das tarifas de venda a clientes finais. Em 2023, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, que consagrou (ao abrigo do regime jurídico existente à data) os prazos de extinção, as tarifas transitórias 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 Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, 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.

---

Da informação apresentada neste documento importa realçar os seguintes aspetos:

- a) A atual conjuntura tendo em conta os efeitos desta crise, bem como as medidas de redução do consumo de energia elétrica previstas no Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia <sup>1</sup>, assim como as medidas de poupança de eletricidade previstas no Plano de Poupança de Energia 2022-2023 <sup>2</sup>.
- b) A evolução da economia portuguesa e europeia é afetada por fatores extraordinários de incerteza e com duração indefinida, que podem ser conjunturais ou estruturais. Essas incertezas podem ter consequências no médio e longo prazo na procura de eletricidade, nomeadamente no consumo nacional e na estrutura de consumos por nível de tensão.
- c) Para Portugal continental, a ERSE estima um ligeiro decréscimo nos fornecimentos totais entre 2021 e 2023, com um acréscimo de 1,7% de 2021 para 2022 e um decréscimo de 1,6% de 2022 para 2023, atingindo o valor de 44 688 GWh em 2023.
- d) O nível de consumo de Portugal continental em 2022 e 2023 reflete pressupostos metodológicos baseados em consumos reais e nas reduções previstas no Regulamento (UE) 2022/1854, prevendo-se uma redução de 10% no consumo de dezembro de 2022 e do 1.º trimestre de 2023, face aos períodos homólogos dos últimos cinco anos reais (2017 a 2021) <sup>3</sup>.
- e) Para o nível de fornecimentos referido nas alíneas c) e d), estima-se um consumo referido à emissão de 50 327 GWh para 2022, que corresponde a um acréscimo de 1,7% em relação ao ocorrido em 2021 e de 49 484 GWh para 2023, que reflete um decréscimo de 1,7% face ao valor estimado para o ano de 2022.
- f) Para 2022 e 2023, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de 94% do consumo total.
- g) O nível de consumo das Regiões Autónomas, resulta das previsões das empresas (EDA e EEM), devendo registar-se em 2022 e 2023 uma evolução positiva do consumo de energia elétrica. Assim, prevê-se para a Região Autónoma dos Açores crescimentos de 0,9% e 0,3% para 2022 e 2023, respetivamente, e para a Região Autónoma da Madeira crescimentos de 4,9% em 2022 e de 1,0% em 2023.

---

<sup>1</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1854&from=PT>

<sup>2</sup> [Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022](#), publicada no Diário da República, 1.ª série, de 27 de setembro.

<sup>3</sup> De acordo com o [Regulamento \(UE\) 2022/1854](#) do Conselho da União Europeia.

- 
- h) Verifica-se uma evolução estável dos diagramas de carga, visível na tipificação de quantidades para os vários tipos de fornecimento. Mantém-se uma diferenciação acentuada nos diagramas de carga das instalações BTN Social (opção tri-horária) face aos diagramas de carga das instalações BTN.
  - i) A tarifa bi-horária representa 11,2% do total dos consumos em BTN em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 2,6% e 8,4%, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respetivamente.
  - j) Na Região Autónoma dos Açores o peso da tarifa tri-horária no total dos consumos em BTN é muito significativo (33,5%) e superior aos valores correspondentes em Portugal continental (15,4%) e na Região Autónoma da Madeira (10,0%).
  - k) O número de clientes com tarifa social de eletricidade previsto para o ano de 2023 é de cerca de 812 mil clientes em Portugal continental e cerca de 41 mil clientes nas Regiões Autónomas.
  - l) Para os anos de 2022 e 2023 os valores das taxas de perdas nas redes de distribuição são as previstas pela E-Redes, 9,48% e 9,52%, respetivamente. No que se refere à rede de transporte, a taxa de perdas para 2022 é de 1,55%, igual à média das taxas de perdas da rede de transporte dos últimos 3 anos reais (2019 a 2021) e para 2023 é de 1,49%, igual à média das taxas de perdas da rede de transporte ocorridas e estimadas entre 2020 e 2022.
  - m) Foram atualizados os perfis de consumo para BTN.

---

O presente documento está organizado da seguinte forma:

- No capítulo 2 apresenta-se o balanço de energia elétrica, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- No capítulo 3 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa a aplicar pelo operador logístico de mudança de comercializador.
- 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 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo justificam-se os pressupostos considerados pela ERSE na definição do balanço de energia elétrica que suporta o cálculo das tarifas de energia elétrica para o ano de 2023, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. As quantidades globais consideradas têm como base a informação previsional enviada pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão, às quotas de consumo do mercado liberalizado e ao nível de perdas nas redes.

Além desta informação, a ERSE analisou os dados mais recentes (i) do consumo de energia elétrica, (ii) de evolução do mercado liberalizado e (iii) dos indicadores macroeconómicos. É ainda necessário ter em consideração o atual enquadramento de incerteza criado pelo conflito da Rússia com a Ucrânia, desde o final de fevereiro de 2022, e as conseqüentes restrições de fornecimento de gás natural por gasoduto para o centro da Europa e as suas conseqüências nos mercados de gás natural a nível mundial, assim como o abrandamento das economias europeias decorrente das pressões inflacionistas.

Neste contexto, as previsões da procura de eletricidade consideradas no cálculo tarifário do ano 2023 procuraram refletir os efeitos desta crise, bem como as medidas de redução do consumo de energia elétrica previstas no Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia <sup>4</sup>, assim como as medidas de poupanças de eletricidade previstas mais recentemente na Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, publicada no Diário da República, 1.ª série, de 27 de setembro.

### 2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA PORTUGAL CONTINENTAL

#### SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

De seguida justifica-se a evolução dos fornecimentos que afetam a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para o ano 2023. O Quadro 2-1 apresenta os fornecimentos de energia elétrica considerados para tarifas 2023 e a sua variação face aos valores de 2022, por nível de tensão.

---

<sup>4</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1854&from=PT>

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2022	Tarifas 2023	Δ% T2023 / T2022
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>45 515</b>	<b>44 688</b>	<b>-1,8%</b>
MAT	2 468	2 210	-10,5%
AT	6 893	6 750	-2,1%
MT	14 907	14 538	-2,5%
BTE	3 204	3 163	-1,3%
BTN	18 043	18 027	-0,1%

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

No Quadro 2-2 e no Quadro 2-3 são apresentados os valores reais até 2021, as estimativas para 2022 e as previsões para 2023 do número de consumidores e respetivos consumos, desagregados entre mercado regulado (MR) e mercado livre (ML).

Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores de energia elétrica em Portugal continental

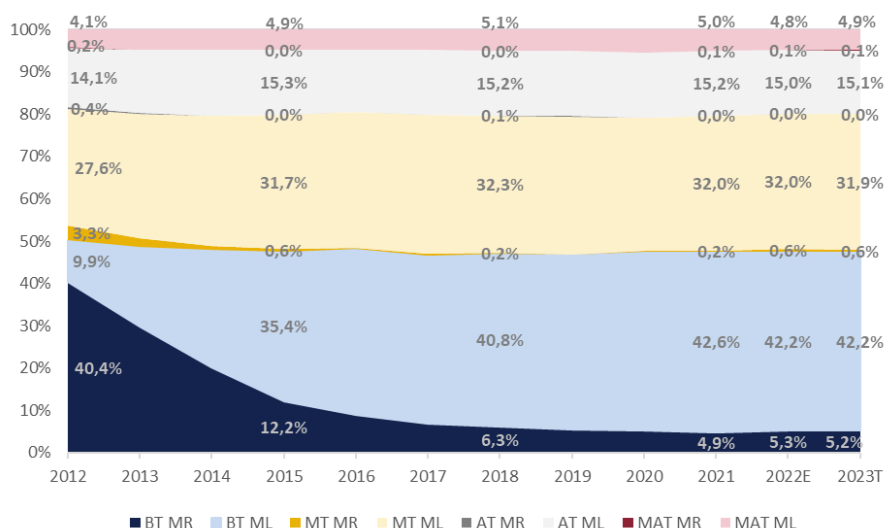
	Número médio de consumidores									
	2020 real	2021 real	Δ%	Tarifas 2022	2022E	Δ% 2022E / T2022	Δ% 2022E / 2021	Tarifas 2023	Δ% T2023 / 2021	Δ% T2023 / T2022
<b>N.º de consumidores no MR</b>	<b>999 825</b>	<b>947 893</b>	<b>-5,2%</b>	<b>841 492</b>	<b>922 945</b>	<b>9,7%</b>	<b>-2,6%</b>	<b>929 153</b>	<b>-2,0%</b>	<b>10,4%</b>
MAT	0	2	-	1	2	101,7%	-0,5%	2	0,0%	102,7%
AT	2	2	-25,0%	0	3	-	100,2%	3	104,2%	-
MT	577	730	26,5%	346	1 015	193,0%	39,1%	1 031	41,4%	197,8%
BTE	1 208	1 376	13,9%	513	1 654	222,2%	20,2%	1 699	23,5%	231,1%
BTN	998 039	945 785	-5,2%	840 632	920 272	9,5%	-2,7%	926 418	-2,0%	10,2%
<b>N.º de consumidores no ML</b>	<b>5 290 090</b>	<b>5 388 416</b>	<b>1,9%</b>	<b>5 534 012</b>	<b>5 477 856</b>	<b>-1,0%</b>	<b>1,7%</b>	<b>5 532 907</b>	<b>2,7%</b>	<b>0,0%</b>
MAT	75	76	1,3%	72	77	6,2%	0,7%	77	1,3%	6,9%
AT	317	323	1,7%	330	329	-0,2%	2,2%	337	4,5%	2,1%
MT	24 480	24 586	0,4%	24 819	24 708	-0,4%	0,5%	25 036	1,8%	0,9%
BTE	36 122	36 582	1,3%	38 129	37 090	-2,7%	1,4%	37 758	3,2%	-1,0%
BTN	5 229 097	5 326 850	1,9%	5 470 663	5 415 651	-1,0%	1,7%	5 469 699	2,7%	0,0%
<b>N.º de consumidores MR + ML</b>	<b>6 289 915</b>	<b>6 336 309</b>	<b>0,7%</b>	<b>6 375 505</b>	<b>6 400 801</b>	<b>0,4%</b>	<b>1,0%</b>	<b>6 462 060</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,4%</b>
MAT	75	78	4,0%	73	79	7,5%	0,6%	79	1,3%	8,2%
AT	319	324	1,6%	330	333	0,8%	2,6%	340	4,9%	3,0%
MT	25 057	25 315	1,0%	25 165	25 723	2,2%	1,6%	26 067	3,0%	3,6%
BTE	37 329	37 958	1,7%	38 642	38 744	0,3%	2,1%	39 458	4,0%	2,1%
BTN	6 227 135	6 272 635	0,7%	6 311 295	6 335 924	0,4%	1,0%	6 396 117	2,0%	1,3%
<b>Quotas do ML</b>	<b>84,1%</b>	<b>85,0%</b>		<b>86,8%</b>	<b>85,6%</b>			<b>85,6%</b>		
MAT	100,0%	97,4%		98,6%	97,5%			97,5%		
AT	99,4%	99,5%		100,0%	99,1%			99,1%		
MT	97,7%	97,1%		98,6%	96,1%			96,0%		
BTE	96,8%	96,4%		98,7%	95,7%			95,7%		
BTN	84,0%	84,9%		86,7%	85,5%			85,5%		

Quadro 2-3 - Evoluão dos fornecimentos de energia elctrica em Portugal continental

	Fornecimentos de Energia Elctrica (GWh)									
	2020 real	2021 real	$\Delta\%$	Tarifas 2022	2022E	$\Delta\%$ 2022E / T2022	$\Delta\%$ 2022E / 2021	Tarifas 2023	$\Delta\%$ T2023 / 2021	$\Delta\%$ T2023 / T2022
<b>Fornecimentos MR</b>	<b>2 413</b>	<b>2 343</b>	<b>-2,9%</b>	<b>1 930</b>	<b>2 716</b>	<b>40,7%</b>	<b>15,9%</b>	<b>2 659</b>	<b>13,5%</b>	<b>37,8%</b>
MAT	0	50	-	36	26	-26,7%	-46,8%	26	-46,8%	-26,7%
AT	56	0	-99,8%	6	18	-	13208,9%	18	13102,4%	-
MT	63	105	65,9%	33	283	756,3%	169,5%	271	158,7%	722,0%
BTE	59	66	11,9%	25	101	313,0%	53,7%	99	49,2%	301,2%
BTN	2 234	2 122	-5,0%	1 837	2 288	24,6%	7,8%	2 245	5,8%	22,2%
<b>Fornecimentos ML</b>	<b>41 671</b>	<b>42 347</b>	<b>1,6%</b>	<b>43 585</b>	<b>42 716</b>	<b>-2,0%</b>	<b>0,9%</b>	<b>42 029</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-3,6%</b>
MAT	2 406	2 233	-7,2%	2 432	2 183	-10,2%	-2,2%	2 183	-2,2%	-10,2%
AT	6 751	6 792	0,6%	6 893	6 803	-1,3%	0,2%	6 732	-0,9%	-2,3%
MT	13 845	14 292	3,2%	14 874	14 536	-2,3%	1,7%	14 267	-0,2%	-4,1%
BTE	2 860	2 889	1,0%	3 180	3 131	-1,5%	8,3%	3 065	6,1%	-3,6%
BTN	15 808	16 142	2,1%	16 207	16 063	-0,9%	-0,5%	15 782	-2,2%	-2,6%
<b>Fornecimentos MR + ML</b>	<b>44 083</b>	<b>44 690</b>	<b>1,4%</b>	<b>45 515</b>	<b>45 433</b>	<b>-0,2%</b>	<b>1,7%</b>	<b>44 688</b>	<b>0,0%</b>	<b>-1,8%</b>
MAT	2 406	2 282	-5,1%	2 468	2 210	-10,5%	-3,2%	2 210	-3,2%	-10,5%
AT	6 807	6 792	-0,2%	6 893	6 821	-1,0%	0,4%	6 750	-0,6%	-2,1%
MT	13 909	14 397	3,5%	14 907	14 819	-0,6%	2,9%	14 538	1,0%	-2,5%
BTE	2 919	2 955	1,2%	3 204	3 232	0,9%	9,4%	3 163	7,0%	-1,3%
BTN	18 043	18 265	1,2%	18 043	18 351	1,7%	0,5%	18 027	-1,3%	-0,1%
<b>Quotas do ML (média ano)</b>	<b>94,5%</b>	<b>94,8%</b>		<b>95,8%</b>	<b>94,0%</b>			<b>94,1%</b>		
MAT	100,0%	97,8%		98,5%	98,8%			98,8%		
AT	99,2%	100,0%		100,0%	99,7%			99,7%		
MT	99,5%	99,3%		99,8%	98,1%			98,1%		
BTE	98,0%	97,8%		99,2%	96,9%			96,9%		
BTN	87,6%	88,4%		89,8%	87,5%			87,5%		

A figura seguinte apresenta a evoluão da estrutura dos consumos de energia elctrica em Portugal continental, desagregados, quer por nvel de tenso, quer entre mercado regulado e mercado livre. A figura mostra a evoluão com dados reais at 2021, as estimativas para 2022 e as previsões para 2023.

Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia elctrica em Portugal continental por mercado e nvel de tenso



---

**PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS**

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*<sup>5</sup>. Mais recentemente, 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 energia<sup>6</sup>, onde concretiza medidas de emergência de redução do consumo de energia elétrica para os Estados Membros. Neste contexto, as tarifas para 2023 preveem uma redução em 10% do consumo de energia elétrica nos meses do período de 1 de novembro de 2022 a 31 de março de 2023, face ao período de referência estabelecido no referido Regulamento<sup>7</sup>. Esta redução foi aplicada ao valor médio mensal de cada mês, calculado com base no histórico dos últimos cinco anos reais.

Em junho de 2022, a REN, a E-Redes e a SU Eletricidade enviaram as suas estimativas e previsões de consumo e número de consumidores para os anos de 2022 e 2023. Na sequência da análise à informação enviada pelos dois operadores de redes, verificou-se que as previsões ao nível do consumo referido à emissão<sup>8</sup> têm diferenças de 197 e -312 GWh para o ano de 2022 e para 2023, respetivamente. As previsões da REN são superiores em 2022 e inferiores em 2023, em relação às previsões da E-Redes.

Na previsão de procura disponibilizada mais recentemente pela REN<sup>9</sup>, verifica-se que o consumo referido à emissão acumulado até ao final de novembro de 2022 se situa 2,2 % acima do ocorrido no período homólogo de 2021.

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, a ERSE considerou os seguintes pressupostos na definição da procura de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2023:

- Para a definição do nível de consumo em 2022:

---

<sup>5</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN>

<sup>6</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1854&from=PT>

<sup>7</sup> ««Período de referência», o período compreendido entre 1 de novembro e 31 de março dos cinco anos consecutivos anteriores à data de entrada em vigor do presente regulamento, com início no período compreendido entre 1 de novembro de 2017 e 31 de março de 2018;».

<sup>8</sup> 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.

<sup>9</sup> REN, “Previsão do consumo de energia elétrica – dezembro 2022”

- foram considerados os valores reais de fornecimentos por nível de tensão de **janeiro a outubro**, enviados à ERSE pela E-Redes no âmbito da monitorização contínua do impacto da COVID-19 no consumo de energia elétrica;
  - foi assumida, para o mês de **novembro**, uma variação baseada na taxa de crescimento acumulada até ao mês de outubro, face a outubro de 2021 (de -5,15% para a IP e +3,0% para os restantes níveis de tensão);
  - para o mês de **dezembro**, foi aplicada a redução de 10% sobre o consumo médio mensal de dezembro dos últimos cinco anos reais (de 2017 a 2021) <sup>10</sup>.
- Para o nível de consumo de 2023, a ERSE assumiu:
    - o mesmo **pressuposto do mês de dezembro de 2022 aos consumos no primeiro trimestre de 2023**, isto é, uma redução em 10% do consumo médio mensal dos últimos cinco anos;
    - **Os consumos de abril a outubro de 2023** são iguais aos consumos de abril a outubro <sup>11</sup> de 2022 (valores reais com um acréscimo de 3,4% face a 2021);
    - **O consumo de novembro de 2023** é igual ao consumo estimado para novembro de 2022 (o consumo de novembro de 2022 pressupõe uma variação homóloga de -5,15% na Iluminação Pública e de 3% nos restantes níveis de tensão e tipos de fornecimento, baseada nas taxas de crescimento acumuladas até ao mês de outubro de 2022), aplicadas ao valor real de novembro de 2021;
    - **O consumo de dezembro de 2023** é igual ao consumo de dezembro de 2021 (não se considerou o mês homólogo de 2022 como referencial, devido à aplicação das medidas excecionais de redução do consumo em 10%).
  - A estrutura dos fornecimentos por nível de tensão:
    - para o ano de 2022, a estrutura dos fornecimentos por nível de tensão é a estrutura real observada de janeiro a outubro, e para o restante período de novembro a dezembro é a que resulta da aplicação dos pressupostos referidos no ponto anterior;

---

<sup>10</sup> De acordo com o [Regulamento \(UE\) 2022/1854](#) do Conselho Europeu.

<sup>11</sup> Valores atualizados face à proposta, com consumos reais até outubro de 2022.

- para o primeiro trimestre 2023, consideram-se os valores médios mensais dos últimos cinco anos por nível de tensão, com o corte de 10% aplicado. Nos restantes meses do ano, com exceção do mês de dezembro, a estrutura dos fornecimentos é a implícita nos consumos do ano de 2022. No mês de dezembro, foi considerada a estrutura de consumos por nível de tensão verificada em dezembro de 2021.
- As taxas de perdas nas redes de distribuição são as previstas pela E-Redes, 9,48% e 9,52%, respetivamente para 2022 e 2023<sup>12</sup>.
- A taxa de perdas da rede de transporte<sup>13</sup> para 2022 é de 1,55%, igual à média da taxa de perdas na rede de transporte ocorridas entre 2019 e 2021. Para 2023, é de 1,49%, igual à média da taxa de perdas na rede de transporte reportadas pela REN para 2020 a 2022.
- Adoção do número total de consumidores por nível de tensão previsto pela E-Redes para 2022 e 2023.
- Estimativa das quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão para 2022, em consonância com os dados reais mais recentes do ano 2022 e com o quadro legal para a extinção das tarifas transitórias. Para o ano de 2023 são mantidas as quotas de consumo estimadas para o ano 2022.
- Previsão dos fornecimentos e número de consumidores do CUR e dos comercializadores do mercado livre por nível de tensão nos anos de 2022 e 2023, através da aplicação das quotas de mercado aos fornecimentos totais e ao número total de consumidores.

A conjugação dos pressupostos anteriores resultou:

- Em fornecimentos totais a clientes de 45 433 GWh para 2022, que corresponde a um acréscimo de 1,7% face aos fornecimentos de 2021, e de 44 688 GWh para 2023, 1,6% inferior à estimativa de 2022.

---

<sup>12</sup> 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.

<sup>13</sup> 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.

- Em consumo referido à emissão de 50 327 GWh para 2022, que corresponde a um crescimento de 1,7% em relação ao ocorrido em 2021, e de 49 484 GWh para 2023, que reflete um decréscimo de 1,7% face ao valor estimado para o ano de 2022.

A opção de a ERSE considerar uma taxa de variação nula da procura de energia elétrica para os três últimos trimestres de 2023, com exceção do mês de dezembro, reflete as incertezas associadas ao prolongamento da atual crise energética e, conseqüentemente, também ao abrandamento da economia portuguesa. Este contexto particularmente incerto obriga a assumir uma abordagem cautelosa num exercício de previsão desta natureza, que não deixe, contudo, de ser coerente com as projeções para a evolução da economia portuguesa.

Recorde-se que a atual crise energética justificou a tomada de um conjunto de medidas de redução do consumo de energia elétrica a nível europeu, através do Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, e nacional<sup>14</sup>, limitadas no tempo. O prolongamento desta crise poderá, eventualmente, ditar a tomada de outras medidas desta natureza em 2023. Para além dos efeitos diretos na procura, decorrentes de possíveis novas medidas tomadas pelos poderes políticos, a crise energética contribui, 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 forte abrandamento do crescimento do PIB português previsto para 2023, para valores inferiores ou iguais a 1%<sup>15</sup>. Tendo em conta a diminuição da intensidade elétrica do PIB que se tem verificado nos últimos anos, é espetável que a evolução da procura de energia elétrica seja ainda mais baixa. Refira-se que no capítulo 2 do documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023” é feita uma análise detalhada da economia portuguesa, bem como das suas perspetivas futuras.

O balanço de energia elétrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas do ano de 2023, é apresentado no Quadro 2-4, no Quadro 2-5 e no Quadro 2-6.

---

<sup>14</sup> [Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022](#), publicada no Diário da República, 1.ª série, de 27 de setembro

<sup>15</sup> FMI – World Economic Outlook – outubro de 2022 de 0,7%; OCDE – Economic Outlook, novembro de 2022 de 1,0%; CE – Previsões Económicas de Outono, novembro de 2022 de 0,7% e CFP – Perspetivas económicas e orçamentais, setembro de 2022 de 1,2%;

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

O Quadro 2-4 e a Figura 2-2 sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da E-Redes.

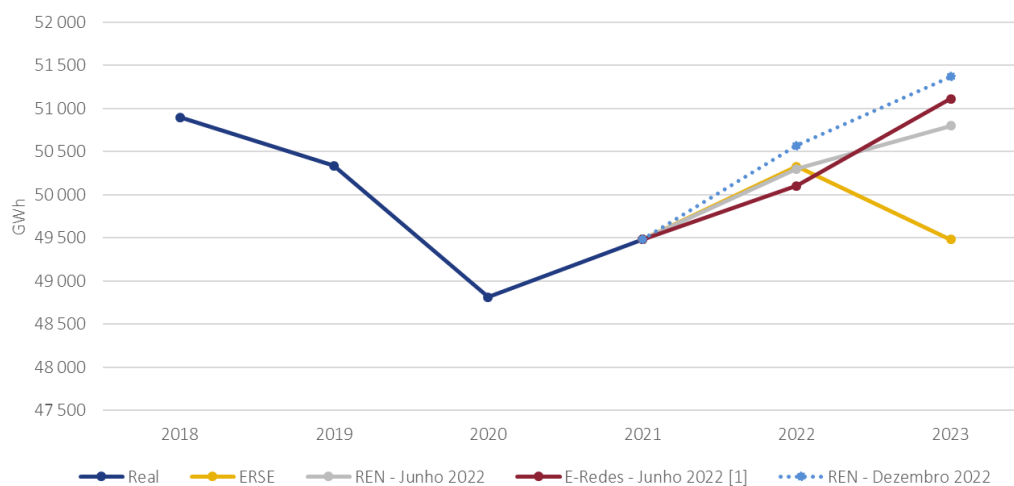
Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental

Unidade: GWh

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Real</b>	50 898	50 340	48 812	49 484		
(Variação média anual)	2,5%	-1,1%	-3,0%	1,4%		
<b>Previsões para Tarifas 2023</b>						
REN - Junho 2022					50 300	50 800
(Variação média anual)					1,6%	1,0%
E-Redes - Junho 2022 [1]					50 102	51 112
(Variação média anual)					1,3%	2,0%
REN - Dezembro 2022					50 573	51 369
(Variação média anual)					2,2%	1,6%
<b>ERSE</b>					<b>50 327</b>	<b>49 484</b>
					1,7%	-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 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



O Quadro 2-5 resume as estimativas para 2022 e as previsões para 2023 dos fornecimentos de eletricidade por nível de tensão que foram considerados pela ERSE no cálculo tarifário de 2023, bem como os valores correspondentes perspetivados pela E-Redes.

Refira-se que, quer o consumo para bombagem hidroelétrica abastecida pela RND, quer a recuperação de consumo ilícito, não são considerados no cálculo das tarifas de acesso às redes. No primeiro caso, tal



decorre da isenção do pagamento das tarifas de acesso às redes prevista no número 2 do artigo 24.º do Regulamento do Acesso às Redes e Interligações. 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 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental

Unidade: GWh

	Real		Proposta E-Redes junho 2022		ERSE Tarifas 2023		Diferenças ERSE - E-Redes	
	2020	2021	2022	2023	2022	2023	2022	2023
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO<sup>1</sup></b>	<b>48 245</b>	<b>48 772</b>	<b>49 456</b>	<b>50 436</b>	<b>49 620</b>	<b>48 820</b>	<b>164</b>	<b>-1 616</b>
- Bombagem abastecida pela RND	22	23	32	27	32	27	0	0
- Consumos ilícitos recuperados na RND	48	51	58	63	58	63	0	0
- Perdas na rede de Distribuição	4 091	4 007	4 086	4 178	4 098	4 042	12	-136
(Perdas/Fornecimentos)	9,82%	9,45%	9,46%	9,50%	9,48%	9,52%		
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO CUR E A CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO</b>	<b>44 083</b>	<b>44 690</b>	<b>45 281</b>	<b>46 167</b>	<b>45 433</b>	<b>44 688</b>	<b>152</b>	<b>-1 480</b>
(Variação média anual)	-3,3%	1,4%	1,3%	2,0%	1,7%	-1,6%		
BT	20 962	21 220	21 402	21 672	21 583	21 190	182	-482
(Variação média anual)	-1,6%	1,2%	0,9%	1,3%	1,7%	-1,8%		
MT	13 909	14 397	14 894	15 370	14 819	14 538	-75	-832
(Variação média anual)	-6,8%	3,5%	3,5%	3,2%	2,9%	-1,9%		
AT	6 807	6 792	6 802	6 869	6 821	6 750	19	-119
(Variação média anual)	-3,9%	-0,2%	0,2%	1,0%	0,4%	-1,0%		
MAT	2 406	2 282	2 183	2 257	2 210	2 210	26	-47
(Variação média anual)	4,9%	-5,1%	-4,3%	3,4%	-3,2%	0,0%		

<sup>1</sup> Inclui o consumo em bombagem dos centros electroprodutores hidroelétricos ligados em AT e o consumo ilícito recuperado.

O quadro seguinte resume as aquisições do CUR consideradas pela ERSE no cálculo tarifário de 2023 e os valores homólogos da SU Eletricidade.

Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental

Unidade: GWh

	Real		Proposta SU Eletricidade junho 2022		ERSE Tarifas 2023		Diferenças ERSE - SU Eletricidade	
	2020	2021	2022	2023	2022	2023	2022	2023
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-18 781	-18 987	-13 429	-15 156	-13 742	-14 689	-314	467
+ Produção em regime especial	21 584	21 699	16 283	17 850	16 940	17 744	657	-106
<b>= Total das Aquisições do CUR</b>	<b>2 804</b>	<b>2 713</b>	<b>2 854</b>	<b>2 694</b>	<b>3 198</b>	<b>3 055</b>	<b>344</b>	<b>361</b>
- Perdas na rede de Distribuição	345	326	393	371	432	350	38	-20
(perdas/fornecimentos)	14,3%	13,9%	16,0%	16,0%	15,9%	13,2%	15,0%	-6,0%
- Perdas na rede de Transporte	46	43	0	0	50	46	50	46
(perdas/fornecimentos)	1,9%	1,9%	0,0%	0,0%	1,8%	1,7%	19,5%	13,7%
<b>= Total dos Fornecimentos do CUR</b>	<b>2 413</b>	<b>2 343</b>	<b>2 461</b>	<b>2 323</b>	<b>2 716</b>	<b>2 659</b>	<b>255</b>	<b>336</b>

---

**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 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). A este respeito, e tendo em conta a situação atual de incerteza que afeta a generalidade dos mercados de energia, nomeadamente quanto aos preços de eletricidade, considera-se existir uma probabilidade não irrelevante de poder registar-se um aumento do consumo abastecido pelo comercializador de último recurso, seja pela possibilidade de ser ativada a função de fornecimento supletivo (por impossibilidade de atuação de comercializador), ou ainda pelo exercício da opção legal associada à tarifa equiparada.

A projeção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o que resta do ano de 2022 e para a globalidade de 2023 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 de incerteza e 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 reduzir-se, podendo, inclusivamente, vir a ocorrer o inverso, isto é, uma transferência desta tipologia de clientes do mercado livre para o mercado regulado.

Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2021, cerca de 5,4 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento de cerca de 1,9% face a 2020. A

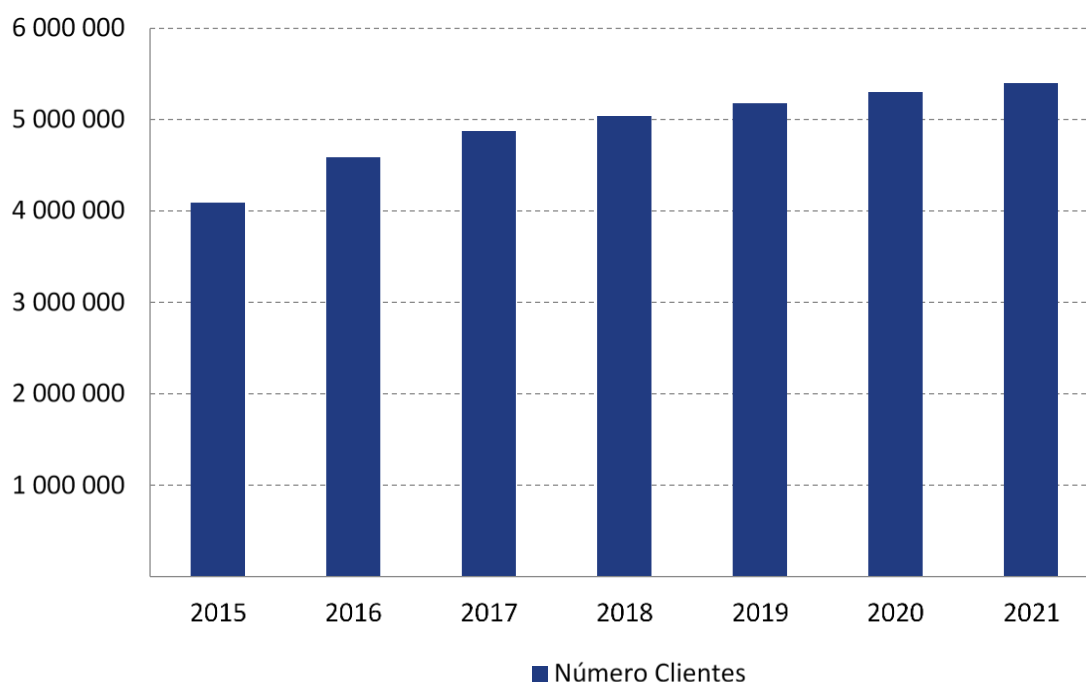
parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, que, apesar do abrandamento do ritmo de crescimento, tem vindo a aumentar. Os restantes segmentos de nível de tensão já estão, na sua maioria, a ser abastecidos no mercado livre.

No final de 2021 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado<sup>16</sup> de cerca de 42,2 TWh, valor cerca de 0,7% inferior ao observado em 2020.

No final do mês de agosto de 2022, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 5 485 058, representando o seu consumo cerca de 93,5% do consumo total.

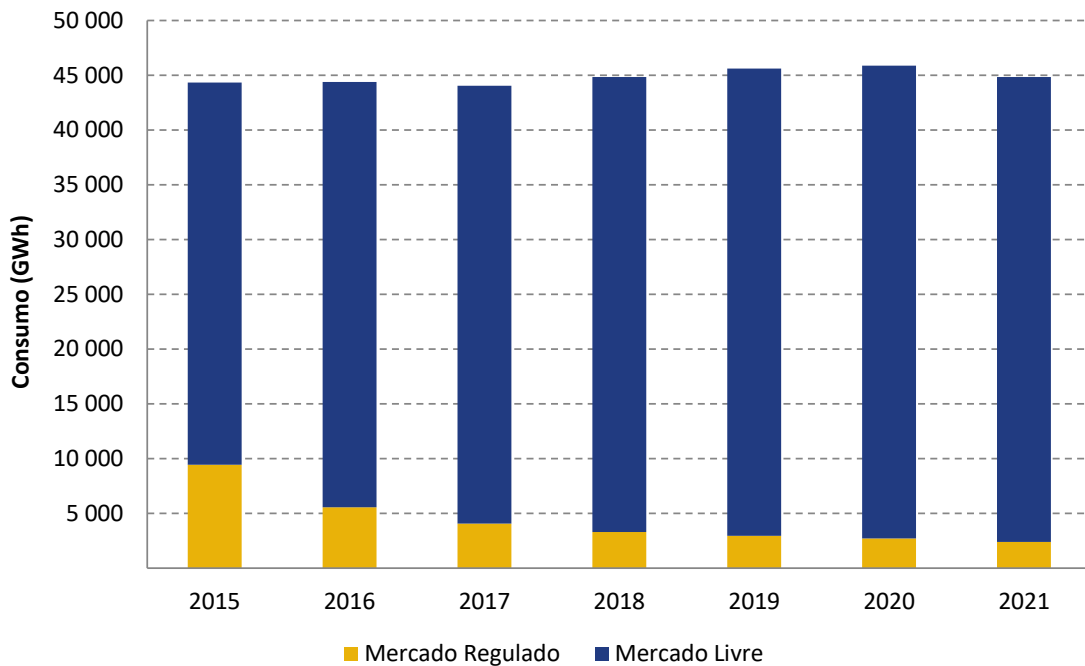
A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2015 consta da Figura 2-3 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** Por outro lado, a Figura 2-4 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado livre, desde 2015, de forma cumulativa ao consumo no mercado regulado.

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



<sup>16</sup> Consumo anualizado corresponde ao valor de consumo que o número de consumidores em mercado livre verificaria no período de um ano.

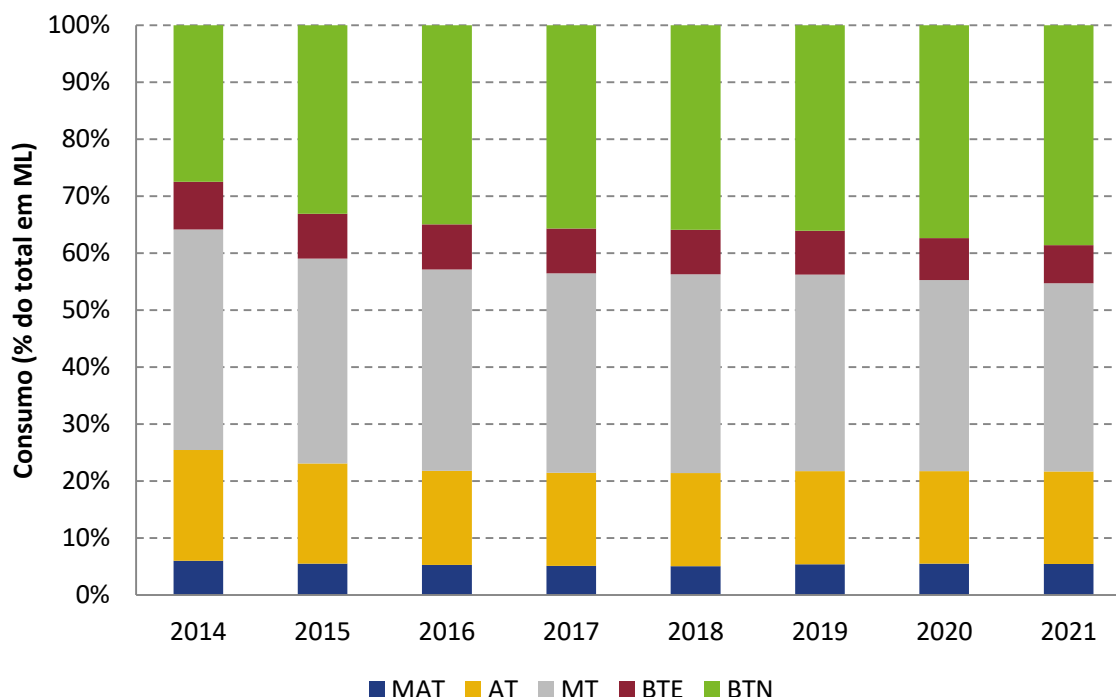
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



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 que 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 2-5 demonstra que, em 2014, parte substancial dos consumos era ainda atribuível a clientes de AT e MT. Todavia, com a extinção das tarifas para clientes BTN a partir de 2013, é 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 2-5 - 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 2-6 e da Figura 2-7. O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor médio global de cerca de 5,47 milhões clientes em 2022 e cerca de 5,48 milhões em 2023. No que respeita às estimativas de consumo, tanto para 2022 como para 2023, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de 94% do consumo total. Em 2022, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da imprevisibilidade dos preços no mercado, refletidos em grande parte das ofertas, o que vem 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, regressaram 46 321 clientes ao mercado regulado. Desde o início de 2022 até outubro, regressaram ao mercado regulado 60 774 clientes.

Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2022 e 2023

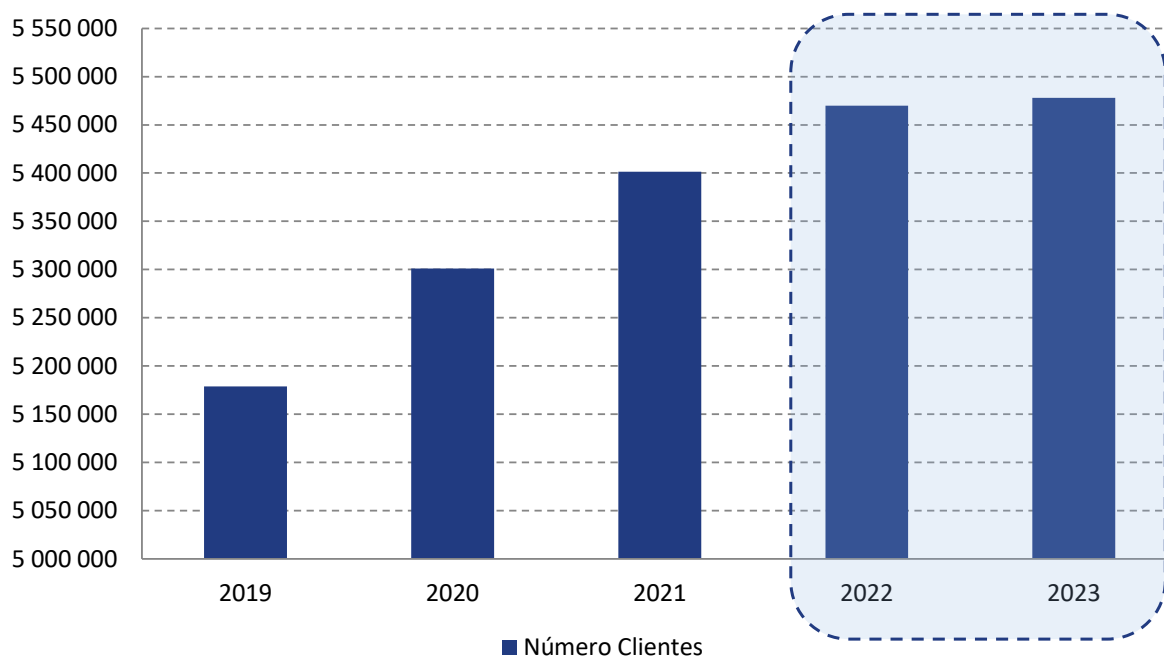
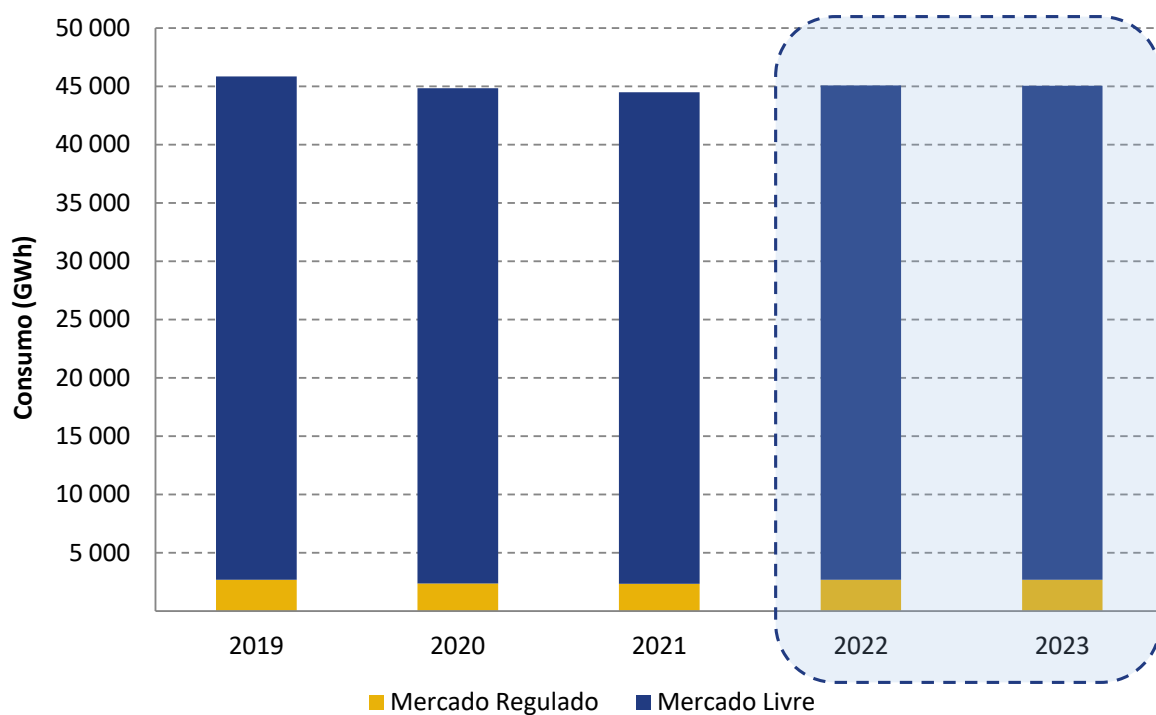


Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2022 e 2023



## 2.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a Eletricidade dos Açores (EDA) enviou o balanço de energia elétrica para 2021, a estimativa para 2022 e a previsão para 2023. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais se prevê uma desaceleração do crescimento do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2022 e em 2023, em relação a 2021. Esta estimativa e previsão tem por base os valores reais dos primeiros meses de 2022 e uma estagnação do consumo para 2023. Tal como no ano anterior, a EDA aplicou um fator de variação do consumo entre 2022 e 2023 diferenciando o sector doméstico, que se prevê ter uma aceleração do crescimento dos consumos (0,7%), dos restantes sectores, para os quais se prevê mesmo uma redução do consumo (-0,4%).

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2020 e 2021, a estimativa para 2022 e a previsão para 2023 da EDA.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

RUBRICAS	Unidade: MWh			
	Real		Proposta EDA/ Valores adoptados pela ERSE	
	2020	2021	Estimativa 2022	Tarifas 2023
<b>EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>769 173</b>	<b>808 507</b>	<b>816 930</b>	<b>819 271</b>
(Variação média anual)	-3,1%	5,1%	1,0%	0,3%
- Perdas nas redes	49 762	47 068	48 416	48 717
(perdas/fornecimentos)	6,9%	6,2%	6,3%	6,3%
- Consumos Próprios <sup>1</sup>	1 850	2 106	2 059	2 102
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>717 562</b>	<b>759 333</b>	<b>766 455</b>	<b>768 452</b>
(Variação média anual)	-3,2%	5,8%	0,9%	0,3%
BT	451 990	477 490	479 807	483 019
(Variação média anual)	-1,4%	5,6%	0,5%	0,7%
MT	265 572	281 843	286 648	285 433
(Variação média anual)	-6,2%	6,1%	1,7%	-0,4%

<sup>1</sup> Exclui consumos próprios das centrais

## 2.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

De acordo com os prazos regulamentares estabelecidos, a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou os valores reais do balanço de energia elétrica para 2021, estimativas para 2022 e previsões para 2023. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais em 2022 e 2023 se deverá registar um crescimento do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira relativamente ao ocorrido em 2021. De acordo com a EEM, os dados reais acumulados do consumo mais recentes confirmam uma recuperação em 2022 (4,9%) face a 2021. No entanto, para 2023, apesar de prever igualmente um

crescimento do consumo, antecipa uma reduo desse crescimento para valores de 1% face ao estimado para 2022.

O Quadro 2-8 sintetiza os valores do balço de energia eléctrica da Regio Autónoma da Madeira que a ERSE decidiu aceitar integralmente na determinao dos proveitos permitidos e das tarifas para 2023.

**Quadro 2-8 - Balço de energia eléctrica da EEM**

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM/ Valores adoptados pela ERSE	
	2020	2021	Estimativa 2022	Tarifas 2023
<b>EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>818 006</b>	<b>856 230</b>	<b>897 994</b>	<b>906 974</b>
(Variao média anual)	-7,3%	4,7%	4,9%	1,0%
- Perdas nas redes	66 221	68 720	72 121	72 842
(perdas/fornecimentos)	8,8%	8,7%	8,7%	8,7%
- Consumos Próprios <sup>1</sup>	1 120	1 101	1 154	1 166
	1,3%	-1,7%	4,8%	1,0%
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>750 664</b>	<b>786 409</b>	<b>824 719</b>	<b>832 966</b>
(Variao média anual)	-7,1%	4,8%	4,9%	1,0%
BT	558 084	584 297	608 461	614 329
(Variao média anual)	-4,3%	4,7%	4,1%	1,0%
MT	192 580	202 112	216 258	218 637
(Variao média anual)	-14,6%	4,9%	7,0%	1,1%

<sup>1</sup> Exclui consumos próprios das centrais.

## 2.4 CONSUMOS E NÚMERO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL

No Quadro 2-9 apresentam-se os consumos e o número de consumidores de energia eléctrica verificados em 2021 (2021R) e previstos nas tarifas para 2022 (2022T) e nas tarifas para 2023 (2023T), em Portugal continental, na Regio Autónoma dos Açores e na Regio Autónoma da Madeira.



Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal

2021 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	50	2,1%	2 233	5,3%	0	0,0%	0	0,0%	2 282	4,9%	2	0,0%	76	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	78	0,0%
AT	0	0,0%	6 792	16,0%	0	0,0%	0	0,0%	6 792	14,7%	2	0,0%	323	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	324	0,0%
MT	105	4,5%	14 292	33,7%	282	37,1%	202	25,7%	14 880	32,2%	730	0,1%	24 586	0,5%	766	0,6%	333	0,2%	26 414	0,4%
BT	2 188	93,4%	19 032	44,9%	477	62,9%	584	74,3%	22 281	48,2%	947 160	99,9%	5 363 432	99,5%	127 058	99,4%	142 068	99,8%	6 579 719	99,6%
BTE	66	2,8%	2 889	6,8%	61	8,0%	128	16,3%	3 144	6,8%	1 376	0,1%	36 582	0,7%	755	0,6%	1 244	0,9%	39 956	0,6%
BTN > 20.7 kVA	111	4,7%	1 493	3,5%	46	6,0%	58	7,3%	1 707	3,7%	5 411	0,6%	62 567	1,2%	1 791	1,4%	2 354	1,7%	72 124	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	1 974	84,3%	14 566	34,4%	369	48,7%	394	50,2%	17 304	37,4%	817 720	86,3%	5 051 507	93,7%	120 740	94,5%	134 413	94,4%	6 124 380	92,7%
BTN <= 2.3 kVA	37	1,6%	83	0,2%	2	0,2%	4	0,5%	126	0,3%	122 654	12,9%	212 776	3,9%	3 773	3,0%	4 057	2,8%	343 259	5,2%
<b>TOTAL</b>	<b>2 343</b>	<b>100,0%</b>	<b>42 347</b>	<b>100,0%</b>	<b>759</b>	<b>100,0%</b>	<b>786</b>	<b>100,0%</b>	<b>46 236</b>	<b>100,0%</b>	<b>947 893</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 388 416</b>	<b>100,0%</b>	<b>127 824</b>	<b>100,0%</b>	<b>142 401</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 606 535</b>	<b>100,0%</b>

2022Tarifas	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	36	1,9%	2 432	5,6%	0	0,0%	0	0,0%	2 468	5,2%	1	0,0%	72	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	73	0,0%
AT	0	0,0%	6 893	15,8%	0	0,0%	0	0,0%	6 893	14,6%	0	0,0%	330	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	330	0,0%
MT	33	1,7%	14 874	34,1%	285	38,1%	218	27,5%	15 410	32,7%	346	0,0%	24 819	0,4%	772	0,6%	327	0,2%	26 264	0,4%
BT	1 861	96,4%	19 386	44,5%	462	61,9%	575	72,5%	22 284	47,4%	841 145	100,0%	5 508 791	99,5%	128 093	99,4%	141 408	99,8%	6 619 437	99,6%
BTE	25	1,3%	3 180	7,3%	62	8,3%	141	17,8%	3 407	7,2%	513	0,1%	38 129	0,7%	760	0,6%	1 241	0,9%	40 643	0,6%
BTN > 20.7 kVA	91	4,7%	1 612	3,7%	46	6,2%	49	6,2%	1 799	3,8%	4 695	0,6%	63 725	1,2%	1 766	1,4%	2 353	1,7%	72 539	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	1 718	89,0%	14 497	33,3%	352	47,1%	380	48,0%	16 947	36,0%	728 306	86,5%	5 166 002	93,4%	121 500	94,3%	133 731	94,4%	6 149 539	92,5%
BTN <= 2.3 kVA	28	1,4%	98	0,2%	2	0,2%	4	0,5%	131	0,3%	107 631	12,8%	240 935	4,4%	4 067	3,2%	4 083	2,9%	356 717	5,4%
<b>TOTAL</b>	<b>1 930</b>	<b>100,0%</b>	<b>43 585</b>	<b>100,0%</b>	<b>747</b>	<b>100,0%</b>	<b>793</b>	<b>100,0%</b>	<b>47 055</b>	<b>100,0%</b>	<b>841 492</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 534 012</b>	<b>100,0%</b>	<b>128 865</b>	<b>100,0%</b>	<b>141 735</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 646 104</b>	<b>100,0%</b>

2023Tarifas	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%
<b>TOTAL</b>	<b>2 659</b>	<b>100,0%</b>	<b>42 029</b>	<b>100,0%</b>	<b>768</b>	<b>100,0%</b>	<b>833</b>	<b>100,0%</b>	<b>46 288</b>	<b>100,0%</b>	<b>929 153</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 532 907</b>	<b>100,0%</b>	<b>130 190</b>	<b>100,0%</b>	<b>143 415</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 735 665</b>	<b>100,0%</b>



### 3 PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa da atividade de operação logística de mudança de comercializador é aplicada pelo operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) ao operador da rede de distribuição em MT e AT e às entregas dos operadores das redes de distribuição, sendo repercutida nas tarifas de acesso às redes.

O Quadro 3-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa do operador logístico de mudança de comercializador. Considera-se a repercussão dos custos do OLMC através de preços de potência contratada, diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, no referencial de entrega a clientes finais.

**Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa OLMC do operador logístico de mudança de comercializador**

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	QUANTIDADES
Potência contratada	(kW)
MAT	688 037
AT	1 504 961
MT	6 374 330
BTE	2 256 453
BTN	39 194 013



## 4 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

### 4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

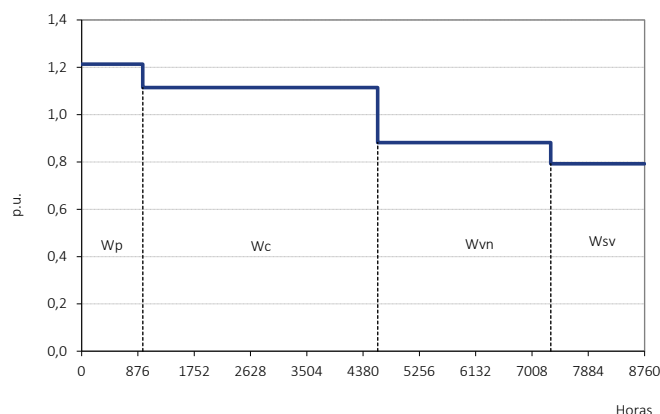
O Quadro 4-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em AT e MT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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	6 436 551
	Horas cheias	22 695 382
	Horas de vazio normal	13 238 910
	Horas de super vazio	6 448 942

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	5 573

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<sub>MAT</sub> do operador da rede de transporte**

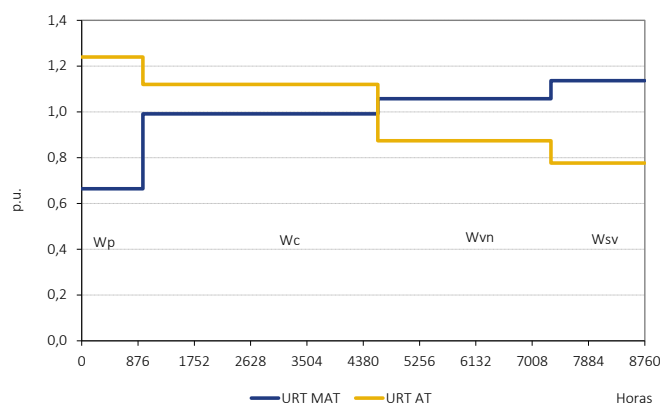
USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	167 161
	Contratada	688 037
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	91 683
	Horas cheias	404 971
	Horas de vazio normal	350 820
	Horas de super vazio	201 507
Períodos II, III	Horas de ponta	67 835
	Horas cheias	508 811
	Horas de vazio normal	367 254
	Horas de super vazio	216 987
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	37 762 661
	Capacitiva	40 233 282

**Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT<sub>AT</sub> do operador da rede de transporte**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 378 346
	Contratada	9 619 667
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 995 063
	Horas cheias	10 692 048
	Horas de vazio normal	6 672 102
	Horas de super vazio	3 085 143
Períodos II, III	Horas de ponta	2 281 971
	Horas cheias	11 089 553
	Horas de vazio normal	5 848 734
	Horas de super vazio	2 945 305
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	48 622 668
	Capacitiva	230 361 927

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

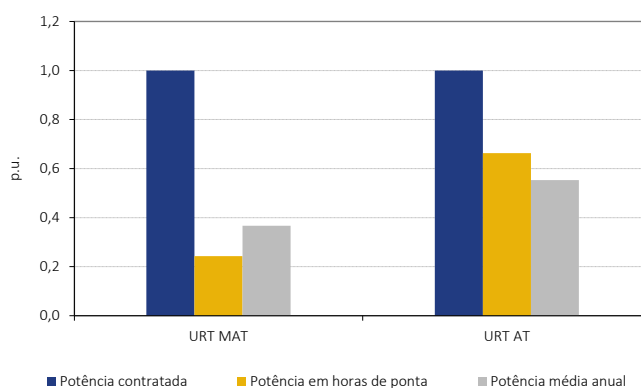


Potência de base [MW]	UR T MAT	UR T AT
Potência média anual	252	5 321

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 UR T<sub>MAT</sub> e de UR T<sub>AT</sub>.

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



Potência de base [MW/mês]	UR T MAT	UR T AT
Potência contratada	688	9 620

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, de Uso da Rede de Distribuição e a tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador.

No Quadro 5-1 apresentam-se os valores globais de energia ativa e número de clientes por nível de tensão e tipo de fornecimento previstos para 2023 em Portugal continental. Estas quantidades incluem as entregas do CUR e dos comercializadores no mercado a clientes em Portugal continental.

**Quadro 5-1 - 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	2 210	4,9%	79	0,0%
AT	6 750	15,1%	340	0,0%
MT	14 538	32,5%	26 067	0,4%
BT	21 190	47,4%	6 435 574	99,6%
BTE	3 163	14,9%	39 458	0,6%
BTN	18 027	85,1%	6 396 117	99,4%
<b>Total</b>	<b>44 688</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 462 060</b>	<b>100,0%</b>

As quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição são calculadas 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 Elétrico<sup>17</sup> 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 a potência em horas de ponta, deve-se dividir o preço de potência contratada pelo fator de simultaneidade  $s_i$ .

Contudo, o Regulamento Tarifário faz referência a um **coeficiente de simultaneidade**  $\delta_i$ , 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 ( $\delta_{MAT}$ ), (ii) para a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT (URD<sub>AT</sub>) na sua aplicação aos consumos em MT e BT ( $\delta_{AT}$ ) e (iii) para a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT (URD<sub>MT</sub>) na sua aplicação aos consumos em BT ( $\delta_{MT}$ ). O coeficiente de simultaneidade  $\delta_i$  relaciona-se com o fator de simultaneidade  $s_i$  da seguinte forma<sup>18</sup>:  $1+\delta_i=(1/s_i)$ .

Para efeitos do novo período de regulação, que abrange o período de 2022 a 2025, realizou-se uma análise para atualizar os coeficientes de simultaneidade<sup>19</sup>. Com base nos resultados dessa análise, determinou-se um coeficiente de simultaneidade a adotar nas metodologias de cálculo das tarifas URT, URD<sub>AT</sub> e URD<sub>MT</sub> igual a  $\delta_i=0,437$ , para os vários níveis de tensão ( $i=MAT, AT$  e  $MT$ ), apresentado no Quadro 5-2. No cálculo das Tarifas do ano 2023 serão mantidos os valores adotados nas Tarifas do ano 2022.

**Quadro 5-2 - Coeficientes de simultaneidade**

$\delta_{MAT}$	0,437
$\delta_{AT}$	0,437
$\delta_{MT}$	0,437

<sup>17</sup> Artigos 168.º e 169.º do [Regulamento n.º 785/2021](#), de 23 de agosto, na redação vigente.

<sup>18</sup> A conversão do preço de potência contratada ( $P_{pc}$ ) para o preço de potência em horas de ponta ( $P_{php}$ ) resulta da seguinte multiplicação:  $P_{php}=(1+\delta_i)\times P_{pc}$ .

<sup>19</sup> 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.

## 5.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Quadro 5-3 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.

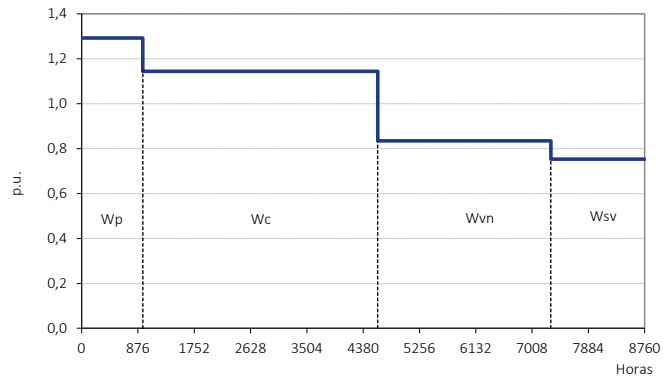
**Quadro 5-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição**

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência contratada		(kW)
MAT		688 037
AT		1 504 961
MT		6 374 330
BTE		2 256 453
BTN >		2 406 868
BTN <		36 787 144
Energia ativa		(MWh)
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 130 579
	Horas cheias	21 142 770
	Horas de vazio normal	11 597 415
	Horas de super vazio	5 816 872
MAT		2 209 867
AT		6 749 891
MT		14 537 980
BTE		3 163 305
BTN >		1 585 914
BTN <		16 440 679

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	5 561

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

### 5.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 5-4 e o Quadro 5-5 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 5-4 - 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	167 161
	Contratada	688 037
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	91 683
	Horas cheias	404 971
	Horas de vazio normal	350 820
	Horas de super vazio	201 507
Períodos II, III	Horas de ponta	67 835
	Horas cheias	508 811
	Horas de vazio normal	367 254
	Horas de super vazio	216 987
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	37 762 661
	Capacitiva	40 233 282

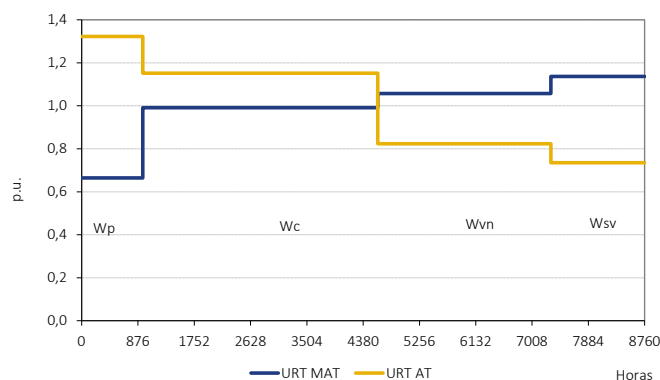
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de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

Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT<sub>AT</sub> dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 662 800
	Contratada	9 572 988
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 136 761
	Horas cheias	10 866 281
	Horas de vazio normal	6 044 773
	Horas de super vazio	2 857 802
Períodos II, III	Horas de ponta	2 547 860
	Horas cheias	11 484 354
	Horas de vazio normal	5 735 546
	Horas de super vazio	2 843 595
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

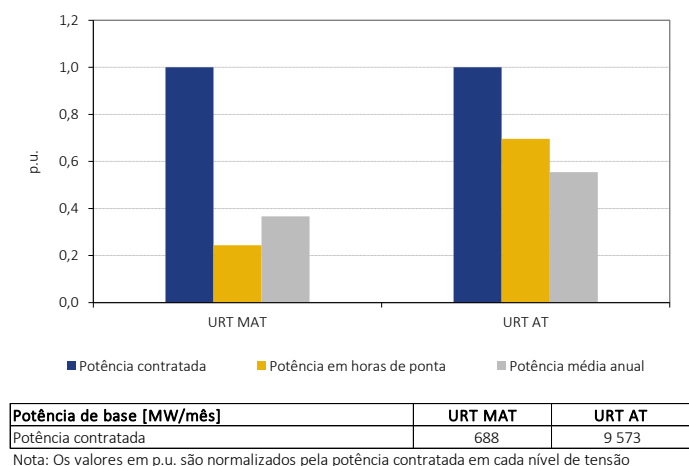


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	252	5 310

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 5-6, o Quadro 5-7 e o Quadro 5-8 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 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD<sub>AT</sub> dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 550 138
	Contratada	9 824 222
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 066 812
	Horas cheias	10 698 317
	Horas de vazio normal	5 971 326
	Horas de super vazio	2 826 988
Períodos II, III	Horas de ponta	2 504 778
	Horas cheias	11 306 836
	Horas de vazio normal	5 665 856
	Horas de super vazio	2 812 934
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	78 163 290
	Capacitiva	53 475 278

Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD<sub>MT</sub> dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	5 518 160
	Contratada	11 218 633
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 366 073
	Horas cheias	8 958 128
	Horas de vazio normal	4 879 160
	Horas de super vazio	2 245 813
Períodos II, III	Horas de ponta	2 109 205
	Horas cheias	9 326 287
	Horas de vazio normal	4 521 313
	Horas de super vazio	2 178 907
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	422 186 641
	Capacitiva	143 470 301

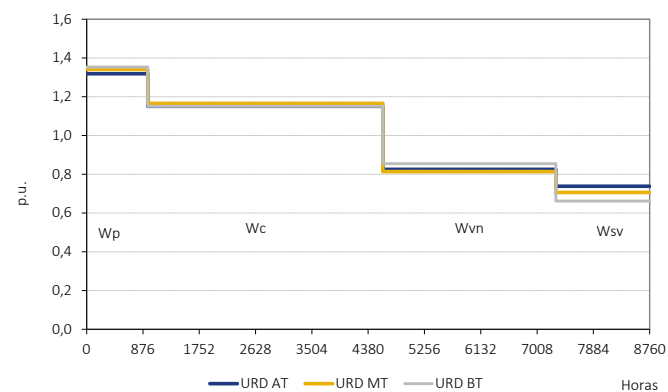


Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD<sub>BT</sub> dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	3 048 219
	Contratada	41 450 466
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 986 595
	Horas cheias	5 124 332
	Horas de vazio normal	2 958 559
	Horas de super vazio	1 210 760
Períodos II, III	Horas de ponta	1 129 315
	Horas cheias	5 045 823
	Horas de vazio normal	2 608 454
	Horas de super vazio	1 126 060
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	171 882 126
	Capacitiva	91 079 927

Na Figura 5-4 apresenta-se o diagrama de carga anuais das tarifas de URD<sub>AT</sub>, URD<sub>MT</sub> e URD<sub>BT</sub> 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

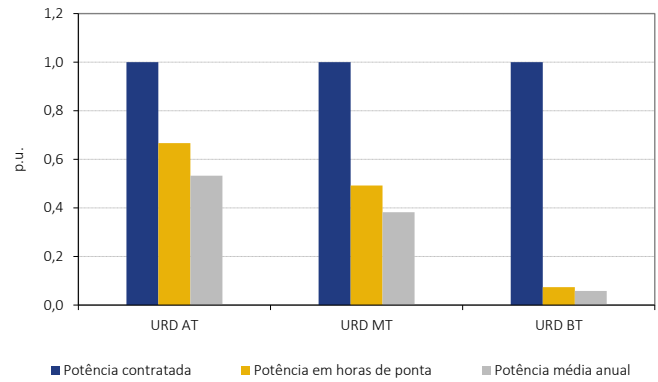


Potência de base [MW]	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual	5 234	4 291	2 419

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<sub>AT</sub>, URD<sub>MT</sub> e URD<sub>BT</sub>.

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	9 824	11 219	41 450

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 e da tarifa social de venda a clientes finais, bem como as quantidades fornecidas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE.

### 6.1 TARIFA DE ENERGIA

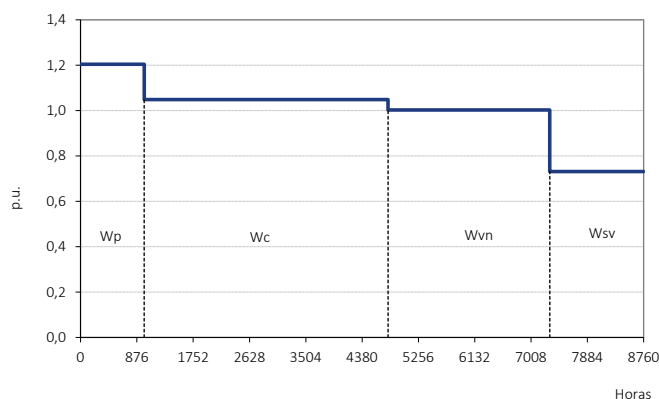
No Quadro 6-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até à saída da 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	264 689
	Horas cheias	686 318
	Horas de vazio normal	457 247
	Horas de super vazio	188 285
Períodos II, III	Horas de ponta	145 583
	Horas cheias	683 040
	Horas de vazio normal	411 121
	Horas de super vazio	179 116

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	344

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)	1 036
Energia ativa	(MWh)	315 339

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1 699
Energia ativa	(MWh)	98 550

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	926 418
Energia ativa	(MWh)	2 245 015

## 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 2021, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2023 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	2 245	926 418
<b>Total</b>	<b>2 245</b>	<b>926 418</b>

## 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	18
	34,5	17
	41,4	32
Tarifa de médias utilizações	27,6	1 727
	34,5	1 432
	41,4	1 878
Energia ativa		(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	516
	Horas cheias	1 642
	Horas vazio	1 097
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	18 849
	Horas cheias	51 438
	Horas vazio	32 162

**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	29
	34,50	29
	41,40	33
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	174
	Horas cheias	595
	Horas de vazio	503

**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		329 660	
	4,60		59 110	
	5,75		29 273	
	6,90		189 572	
	10,35		43 771	
	13,80		17 640	
	17,25		5 964	
	20,70		19 713	
	Tarifa bi-horária	1,15		28
		2,30		8
		3,45		11 699
		4,60		5 782
		5,75		3 457
		6,90		24 109
10,35			6 796	
13,80			3 413	
17,25			1 117	
20,70			3 618	
Tarifa tri-horária	1,15		103	
	2,30		12	
	3,45		641	
	4,60		256	
	5,75		141	
	6,90		1 017	
	10,35		368	
	13,80		288	
	17,25		141	
	20,70		624	
Energia ativa			(MWh)	
Tarifa simples			1 404 546	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		129 200	
	Horas de vazio		87 632	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		3 031	
	Horas de cheias		9 114	
	Horas de vazio		7 786	
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		105 783	
	2,30		13 909	
Energia ativa			(MWh)	
Tarifa simples			35 083	

**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	7 554
	4,60	320
	5,75	102
	6,90	9 159
	10,35	3 801
	13,80	721
	17,25	167
	20,70	668
Tarifa bi-horária	3,45	15
	4,60	3
	5,75	1
	6,90	87
	10,35	145
	13,80	66
	17,25	25
	20,70	113
Tarifa tri-horária	3,45	5
	4,60	0
	5,75	0
	6,90	68
	10,35	97
	13,80	70
	17,25	3
	20,70	18
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		14 456
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	751
	Horas de vazio	751
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	107
	Horas de cheias	304
	Horas de vazio	260



**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		118 875
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	30 648
	Horas cheias	110 550
	Horas de vazio	303 817

## 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.

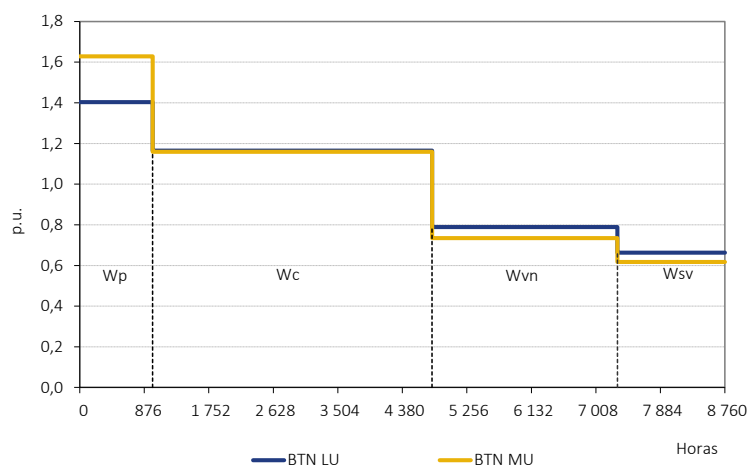
Efetua-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada de toda a BTN ( $\leq 20,7$  kVA).

### 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

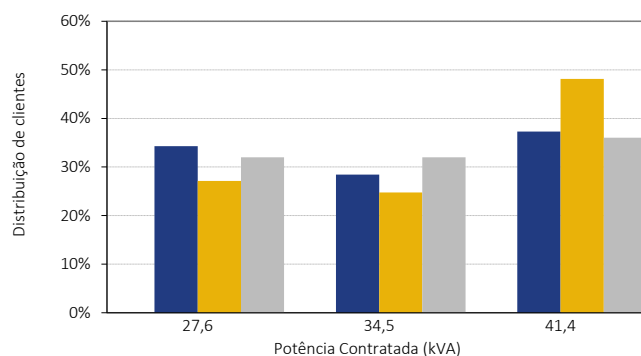


Potência de base [kW]	BTN LU	BTN MU
Potência média anual	372	11 695
Potência média anual por cliente	6	2

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)

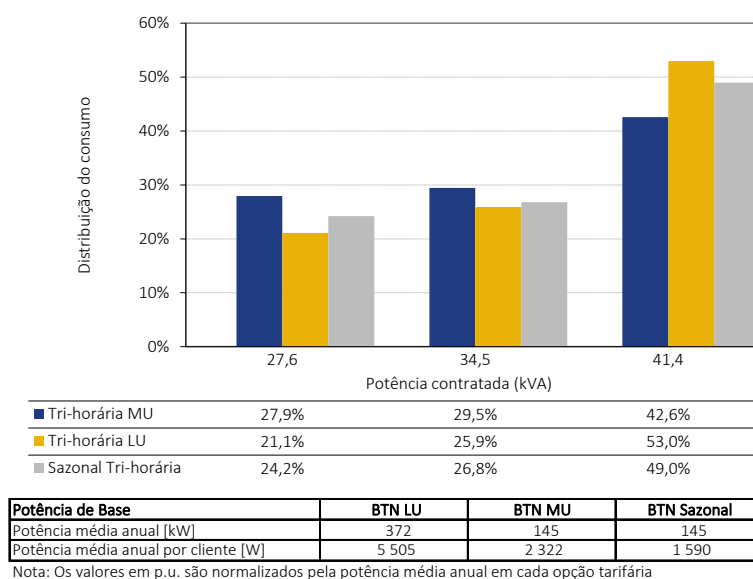


	27,6	34,5	41,4
■ Tri-horária MU	34,3%	28,4%	37,3%
■ Tri-horária LU	27,1%	24,8%	48,1%
■ Sazonal Tri-horária	32,0%	32,0%	36,0%

Número de clientes por opção tarifária	BTN LU	BTN MU	BTN Sazonal
	68	5 037	91

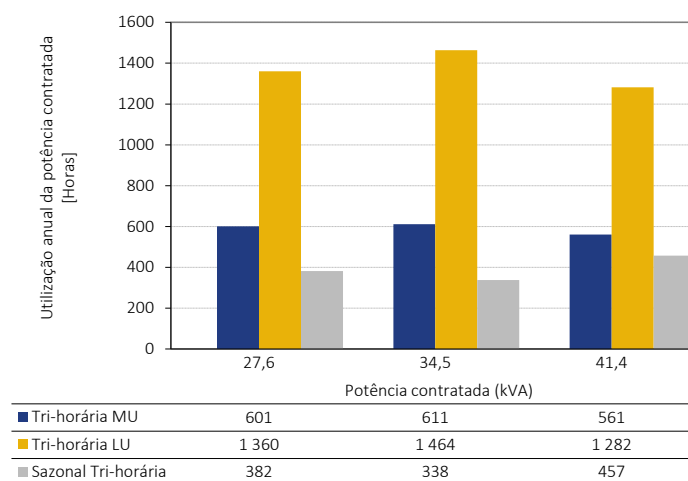
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

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)



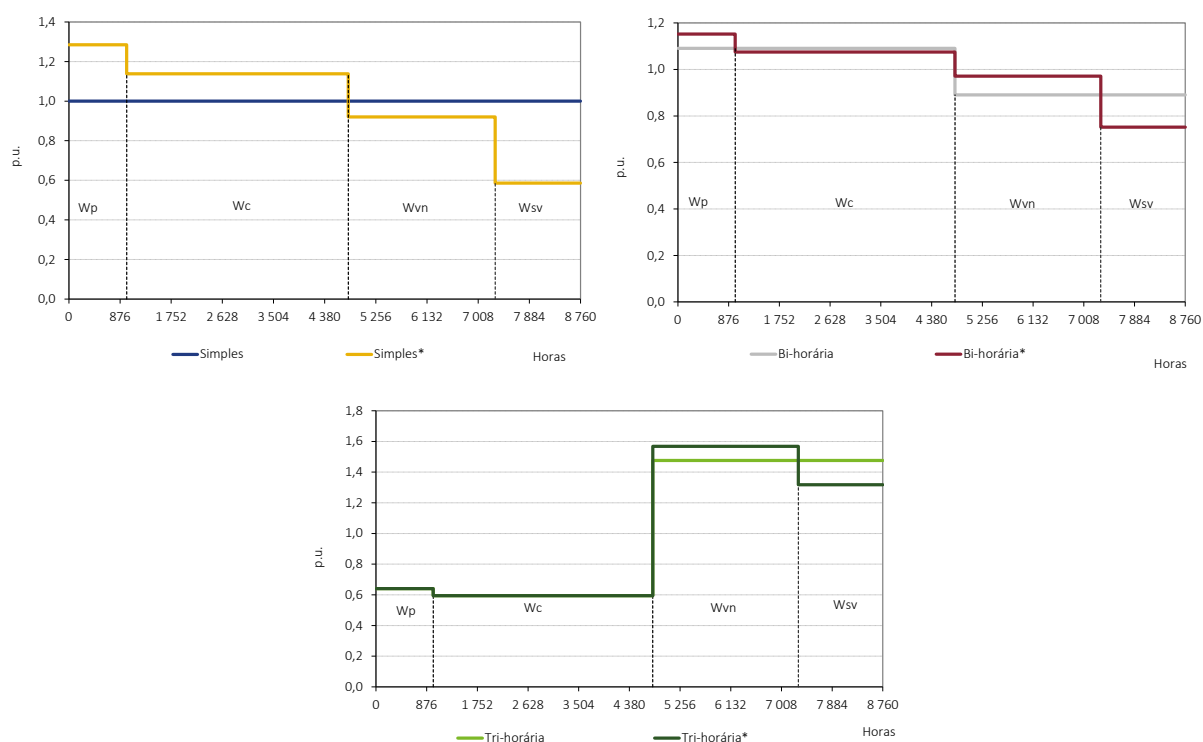
### 7.2.2 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

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	160 336	24 753	53 076
Potência média anual por cliente	0,23	0,41	2,25

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

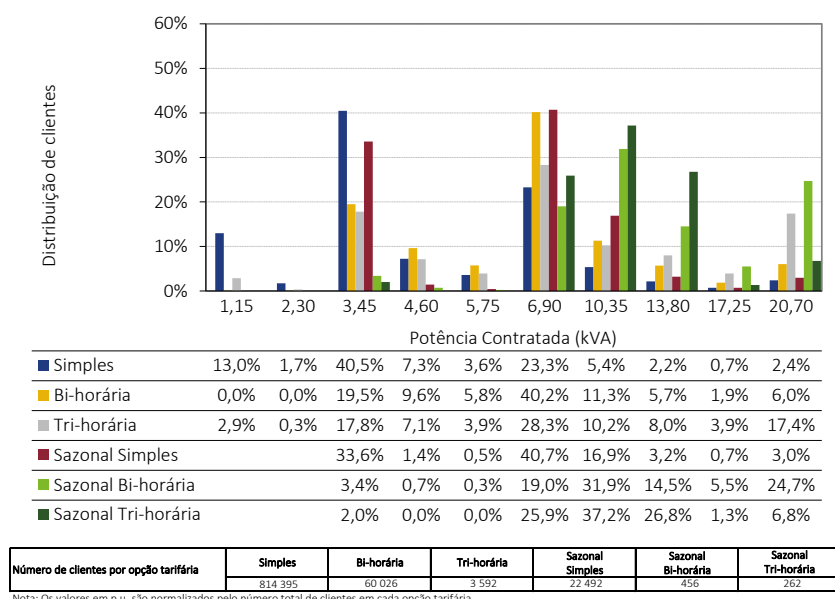
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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.

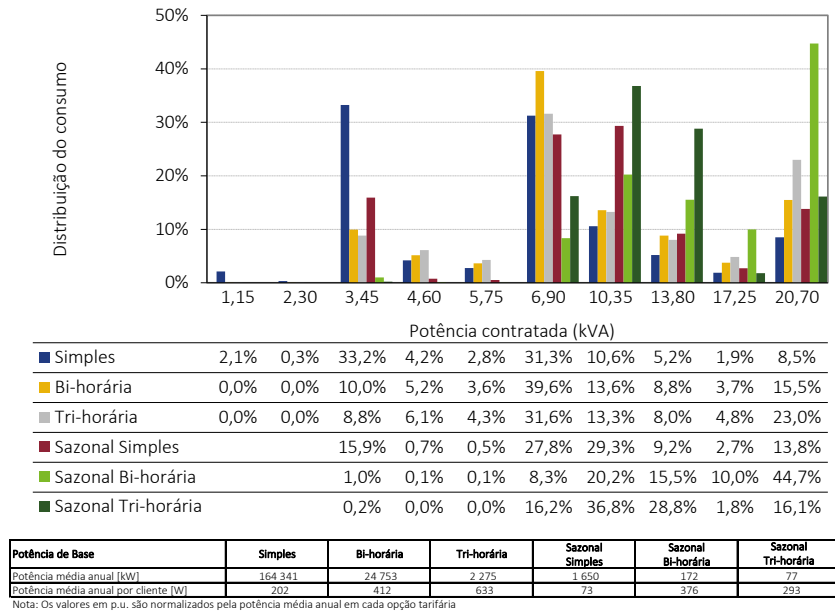
Na Figura 7-6 e na Figura 7-7 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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



\*Exclui IP

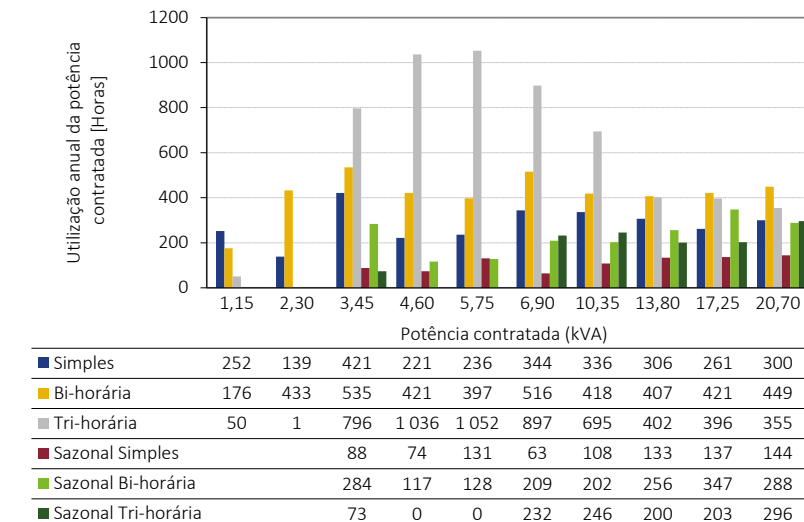
Figura 7-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\*



\*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

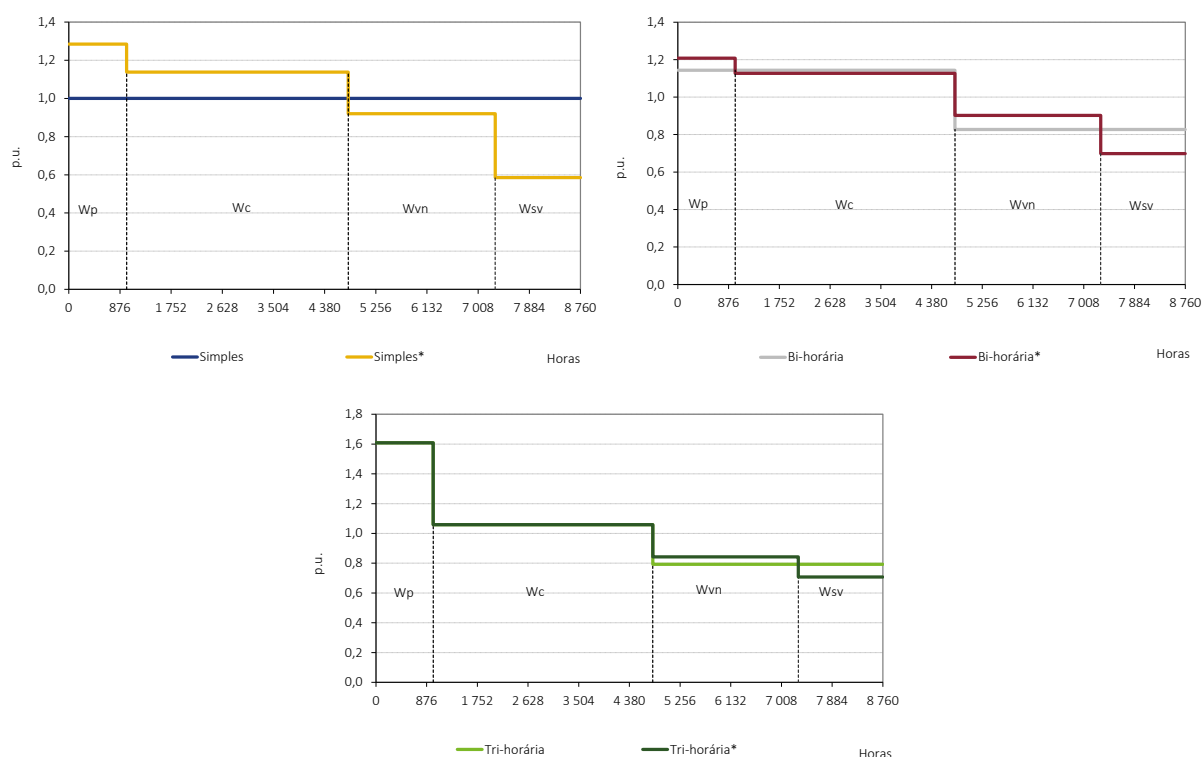
### 7.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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**



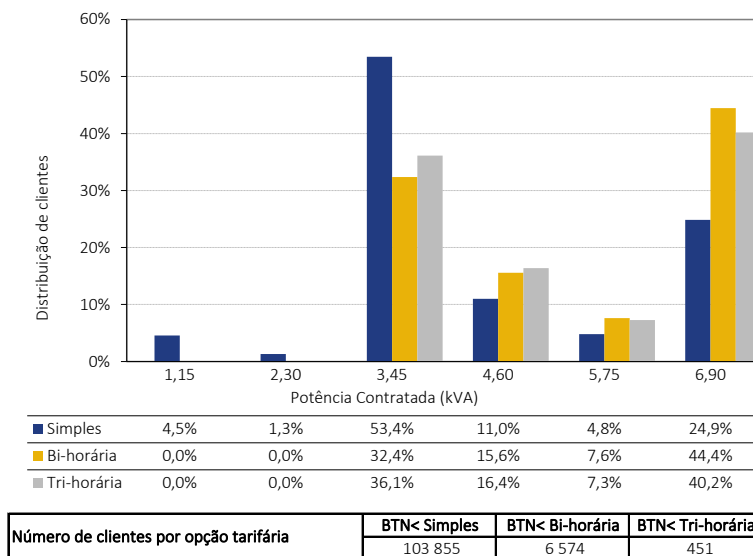
Potência de base [kW]	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual	19 669	1 795	118
Potência média anual por cliente	0,21	0,28	0,27

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).

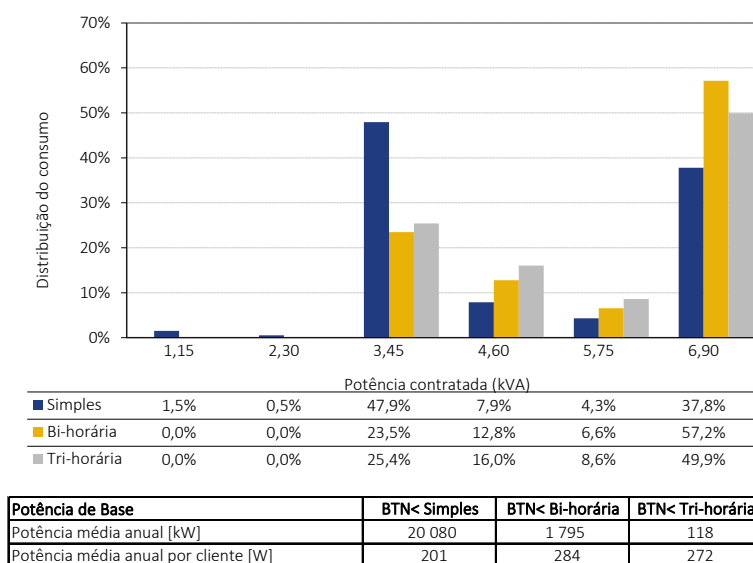
Na Figura 7-10 e na Figura 7-11 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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)

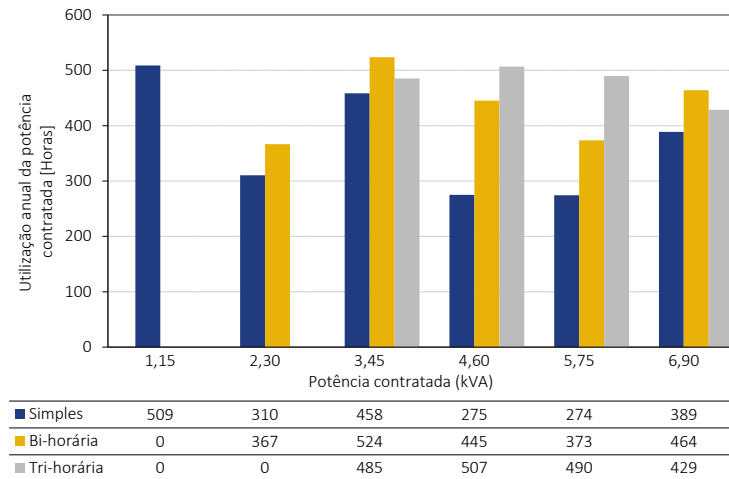


Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária



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)





## 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 6 do art.º 26 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.

**Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para efeito do cálculo das tarifas aplicadas em MAT, AT, 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
MAT	26	6,4%	2	0,1%
AT	18	4,3%	3	0,1%
MT	271	65,5%	1 031	37,7%
BTE	99	23,8%	1 699	62,1%
<b>Total</b>	<b>414</b>	<b>100%</b>	<b>2 736</b>	<b>100%</b>

### 8.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS PARA EFEITO DO CÁLCULO DAS TARIFAS APLICADAS EM MAT, AT, MT E BTE NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO DO CUR

Nos termos previstos pelo RT SE, o comercializador de último recurso deve enviar à ERSE informação sobre as quantidades de energia elétrica. Sem prejuízo do direito à transparência e divulgação de informação sobre os setores regulados, a ERSE <sup>20</sup> deve assegurar o respeito pelas informações que pela sua natureza estejam sujeitas a segredo comercial ou industrial. Face ao exposto, considerando a individualização da informação referente ao único cliente do CUR fornecido em Muito Alta Tensão, não é disponibilizada informação com o detalhe das quantidades previstas para o CUR para este nível de tensão.

<sup>20</sup> Nos termos do artigo 7.º dos seus Estatutos

## CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2023

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

CUR

Os valores utilizados no cálculo das tarifas aplicadas em AT, MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do Comercializador de Último Recurso apresentam-se detalhados nos quadros seguintes. Do Quadro 8-3 ao Quadro 8-4 apresentam-se as quantidades desagregadas por variável de faturação.

**Quadro 8-2 - Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em AT**

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM AT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	3
Potência		(kW)
	Horas de ponta	1 982
	Contratada	3 925
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 395
	Horas cheias	3 504
	Horas de vazio normal	2 425
	Horas de super vazio	1 349
Períodos II, III	Horas de ponta	760
	Horas cheias	4 088
	Horas de vazio normal	2 592
	Horas de super vazio	1 492
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	203 856
	Capacitiva	139 468

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2023

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

CUR

**Quadro 8-3 – Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em MT**

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1031
Potência		(kW)
	Horas de ponta	40 054
	Contratada	118 943
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	21 808
	Horas cheias	62 454
	Horas de vazio normal	31 427
	Horas de super vazio	18 198
Períodos II, III	Horas de ponta	16 049
	Horas cheias	70 928
	Horas de vazio normal	31 804
	Horas de super vazio	18 608
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	7 877 889
	Capacitiva	2 677 117

**Quadro 8-4 - Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em BTE**

TARIFAS A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1699
Potência		(kW)
	Horas de ponta	14 058
	Contratada	70 298
Energia ativa	(MWh)	(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	8 769
	Horas cheias	23 641
	Horas de vazio normal	9 891
	Horas de super vazio	5 843
Períodos II, III	Horas de ponta	8 207
	Horas cheias	25 522
	Horas de vazio normal	10 710
	Horas de super vazio	5 967
Energia reativa	(kvarh)	(kvarh)
	Indutiva	5 354 842
	Capacitiva	2 837 518



## 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 2023 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
<b>MAT</b>	2 183	5,2%	77	0,0%
<b>AT</b>	6 732	16,0%	337	0,0%
<b>MT</b>	14 267	33,9%	25 036	0,5%
<b>BT</b>	18 846	44,8%	5 507 457	99,5%
BTE	3 065	16,3%	37 758	0,7%
BTN	15 782	83,7%	5 469 699	99,3%
<b>Total</b>	<b>42 029</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 532 907</b>	<b>100,0%</b>

## 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)	77
Potência		(kW)
	Horas de ponta	165 160
	Contratada	679 799
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	90 585
	Horas cheias	400 122
	Horas de vazio normal	346 620
	Horas de super vazio	199 095
Períodos II, III	Horas de ponta	67 023
	Horas cheias	502 718
	Horas de vazio normal	362 856
	Horas de super vazio	214 389
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	37 310 504
	Capacitiva	39 751 543



**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)	337
Potência		(kW)
	Horas de ponta	757 950
	Contratada	1 501 035
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	533 397
	Horas cheias	1 339 841
	Horas de vazio normal	927 265
	Horas de super vazio	515 820
Períodos II, III	Horas de ponta	290 829
	Horas cheias	1 563 307
	Horas de vazio normal	991 391
	Horas de super vazio	570 437
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	77 959 434
	Capacitiva	53 335 811

**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)	25 036
Potência		(kW)
	Horas de ponta	2 106 472
	Contratada	6 255 386
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 146 893
	Horas cheias	3 284 530
	Horas de vazio normal	1 652 785
	Horas de super vazio	957 044
Períodos II, III	Horas de ponta	844 021
	Horas cheias	3 730 183
	Horas de vazio normal	1 672 639
	Horas de super vazio	978 611
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	414 308 752
	Capacitiva	140 793 184

**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)	37 758
Potência		(kW)
	Horas de ponta	437 184
	Contratada	2 186 156
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	272 712
	Horas cheias	735 202
	Horas de vazio normal	307 599
	Horas de super vazio	181 706
Períodos II, III	Horas de ponta	255 214
	Horas cheias	793 692
	Horas de vazio normal	333 074
	Horas de super vazio	185 555
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	166 527 284
	Capacitiva	88 242 409

**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	21 905
	34,50	18 234
	41,40	23 981
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	270 128
	Horas cheias	742 058
	Horas de vazio	466 750

**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	2 219 692
	4,60	391 189
	5,75	193 363
	6,90	1 308 136
	10,35	313 137
	13,80	120 862
	17,25	40 359
	20,70	134 159
Tarifa bi-horária	1,15	186
	2,30	52
	3,45	77 107
	4,60	38 083
	5,75	22 763
	6,90	159 264
	10,35	45 690
	13,80	22 900
Tarifa tri-horária	17,25	7 514
	20,70	24 555
	1,15	680
	2,30	79
	3,45	4 251
	4,60	1 687
	5,75	926
	6,90	7 144
	10,35	3 063
	13,80	2 359
17,25	952	
20,70	4 225	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		11 692 137
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 070 758
	Horas de vazio	728 255
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	25 857
	Horas cheias	77 599
	Horas de vazio	66 294
CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	196 499
	2,3	25 837
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		83 821

**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		149 036
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	38 424
	Horas cheias	138 598
	Horas de vazio	380 900

## 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.

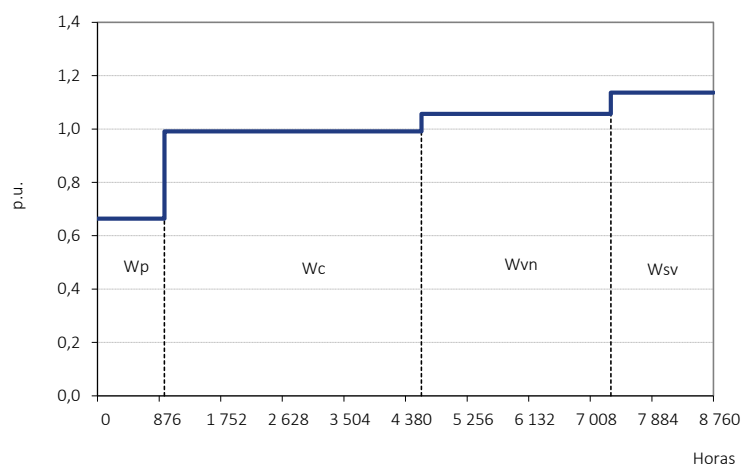
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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.

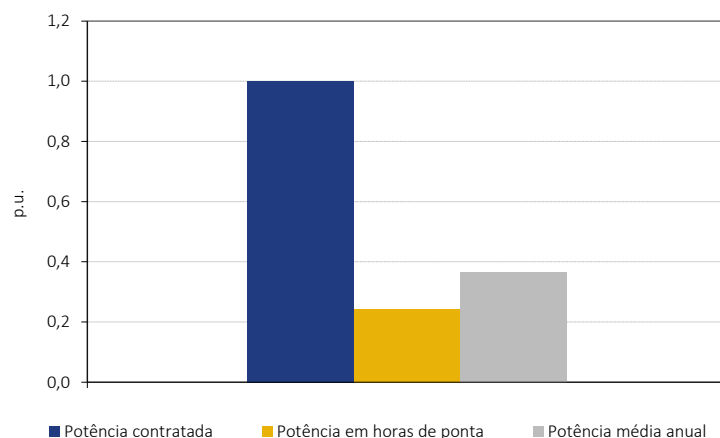
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MAT
Potência média anual	249 247
Potência média anual por cliente	3 237

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



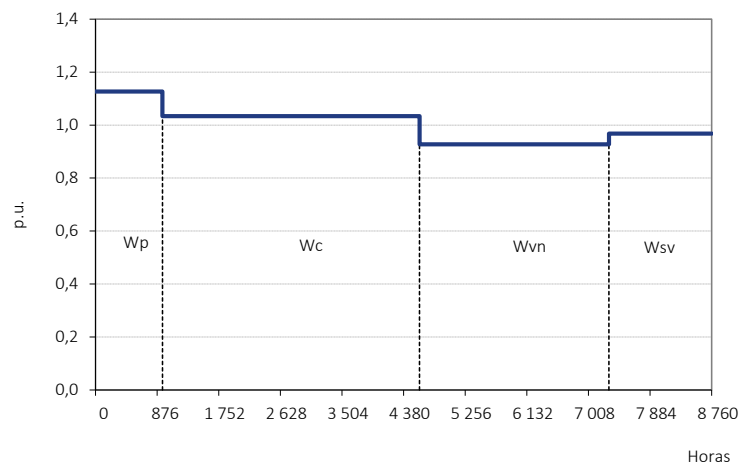
Potência de Base [kW/mês]	MAT
Potência contratada	679 799
Potência contratada por cliente	8 829

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.

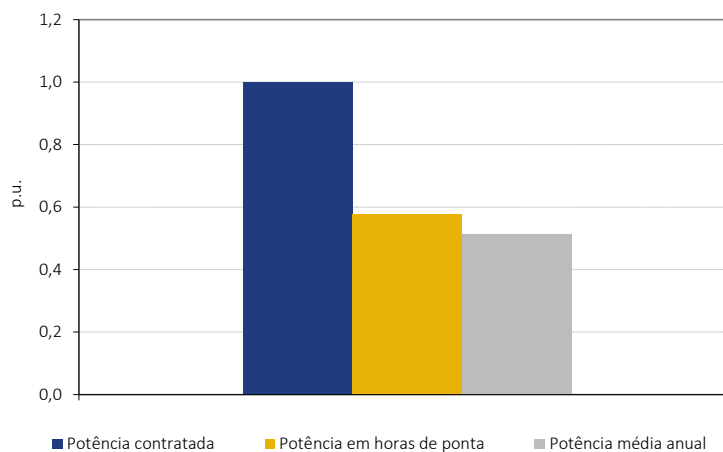
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	AT
Potência média anual	768 526
Potência média anual por cliente	2 281

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



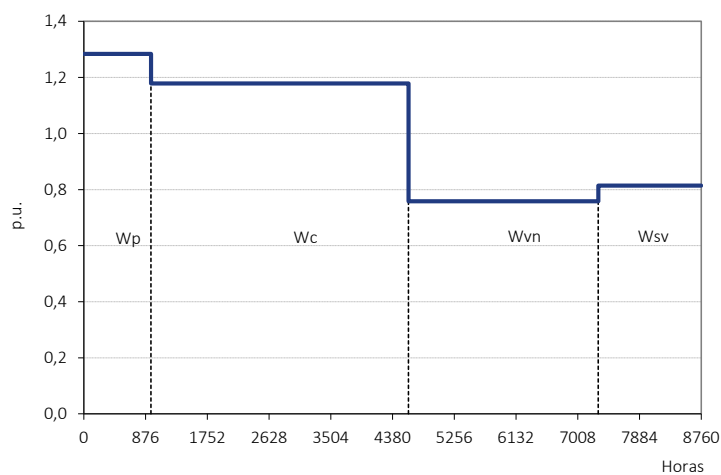
Potência de Base [kW/mês]	AT
Potência contratada	1 501 035
Potência contratada por cliente	4 455

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

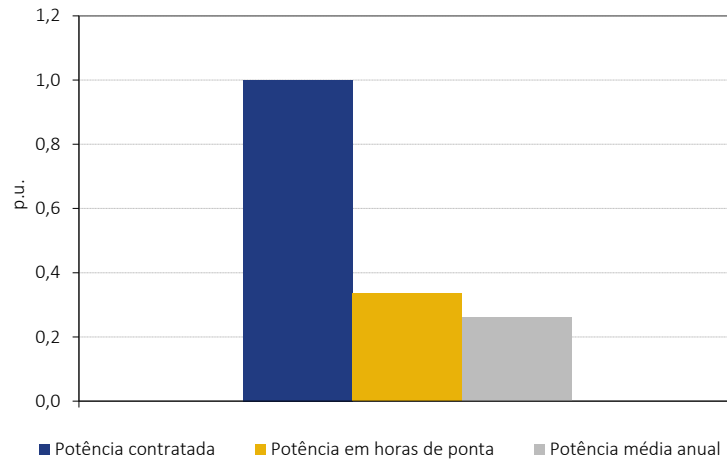


Potência de Base [kW]	MT
Potência média anual	1 628 619
Potência média anual por cliente	65

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



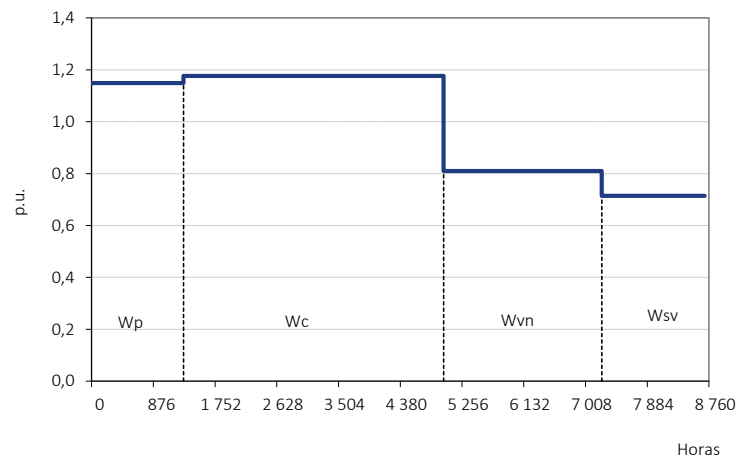
Potência de Base [kW/mês]	MT
Potência contratada	6 255 386
Potência contratada por cliente	250

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

### 9.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 9-7 apresenta-se os diagrama 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.

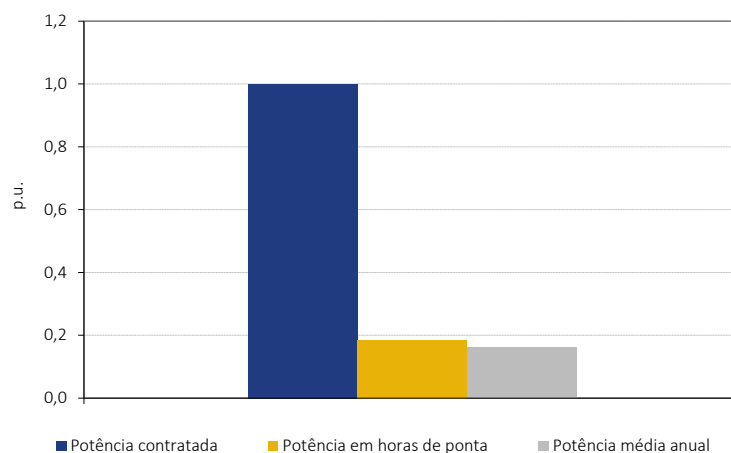
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	BTE
Potência média anual	352 310
Potência média anual por cliente	9

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	2 186 156
Potência contratada por cliente	58

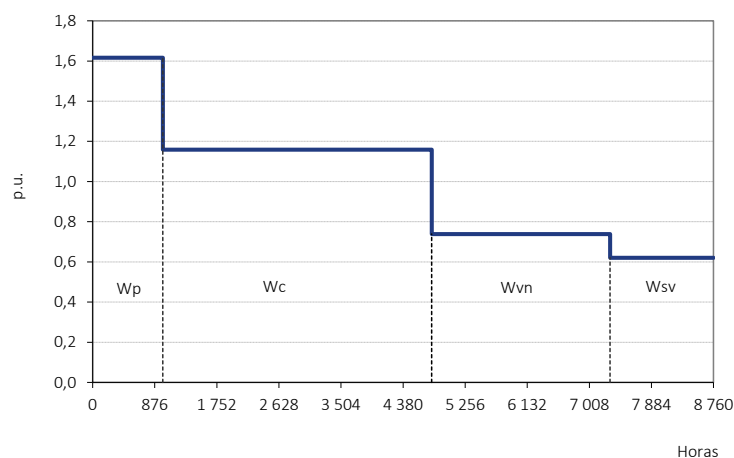
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

### 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

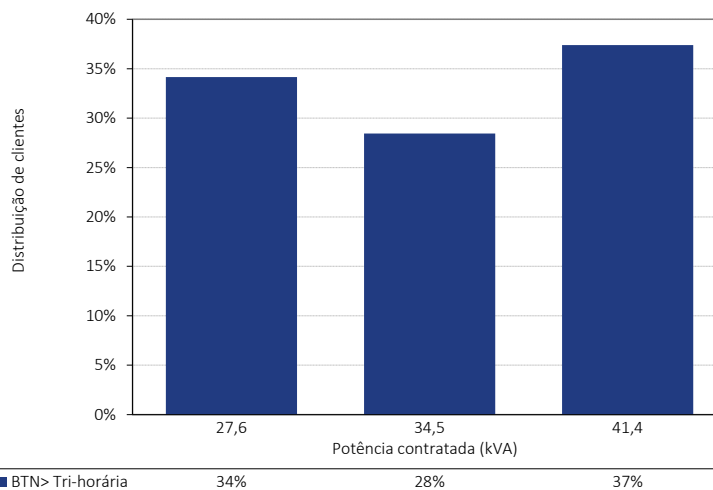


Potência de Base [kW]	BTN >
Potência média anual	168 828
Potência média anual por cliente	2,63

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.

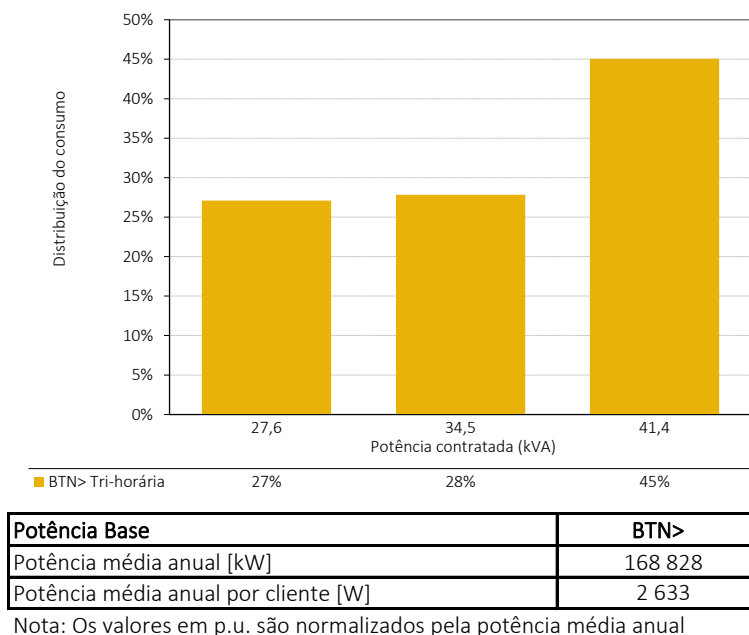
Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	64 120

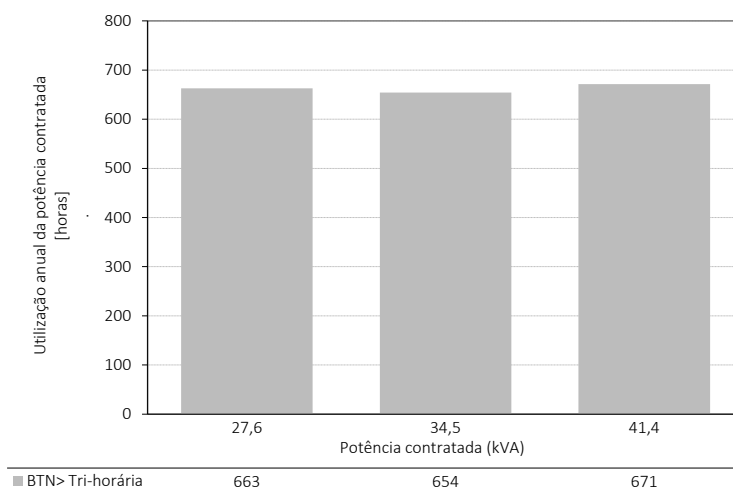
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes

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)



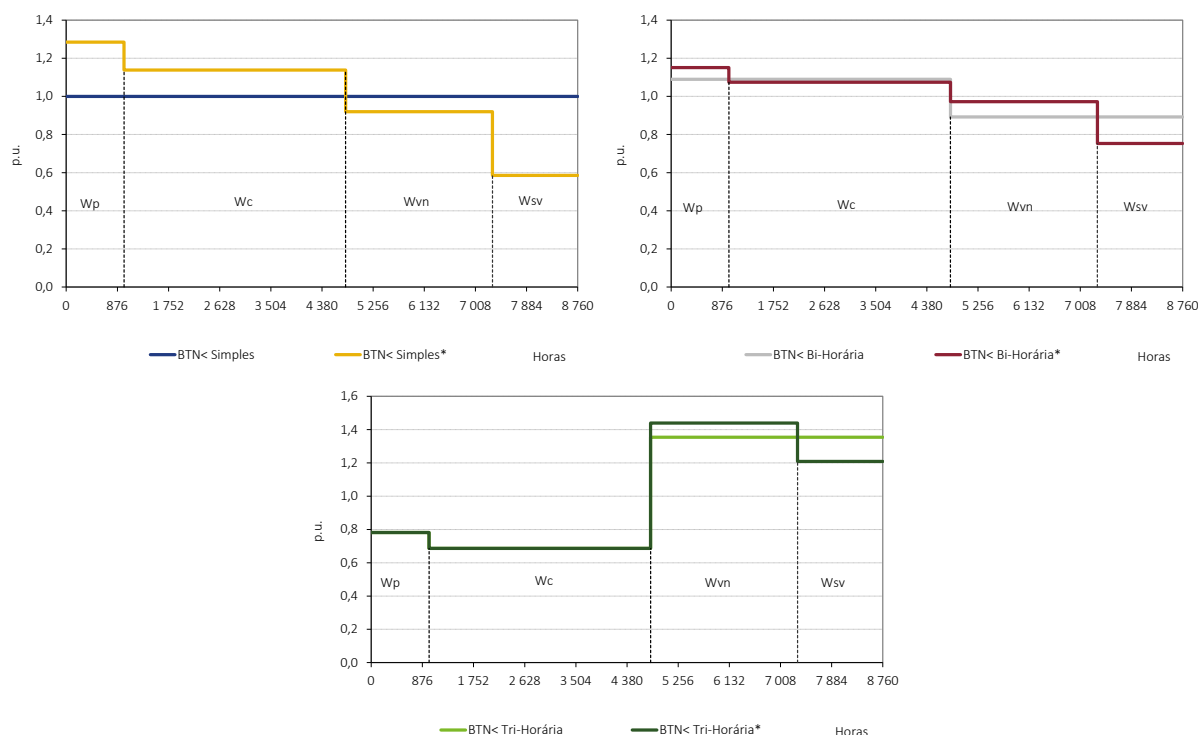
### 9.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

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	1 334 719	205 367	83 068
Potência média anual por cliente	0,28	0,52	1,29

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

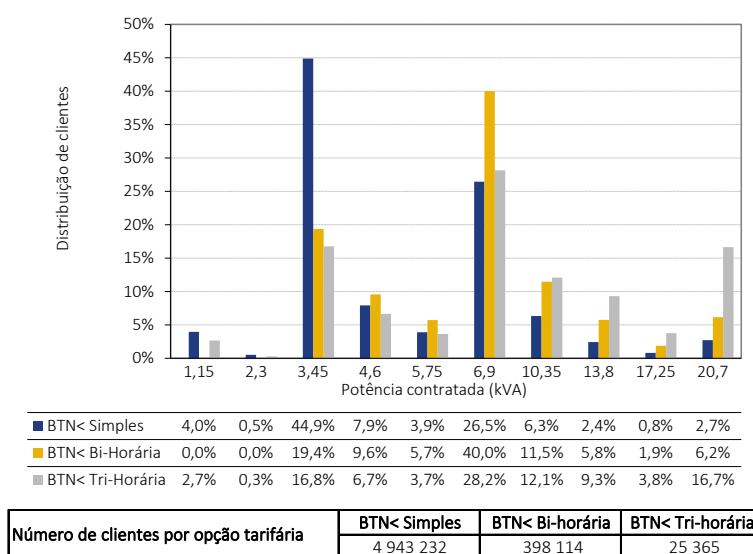
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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.

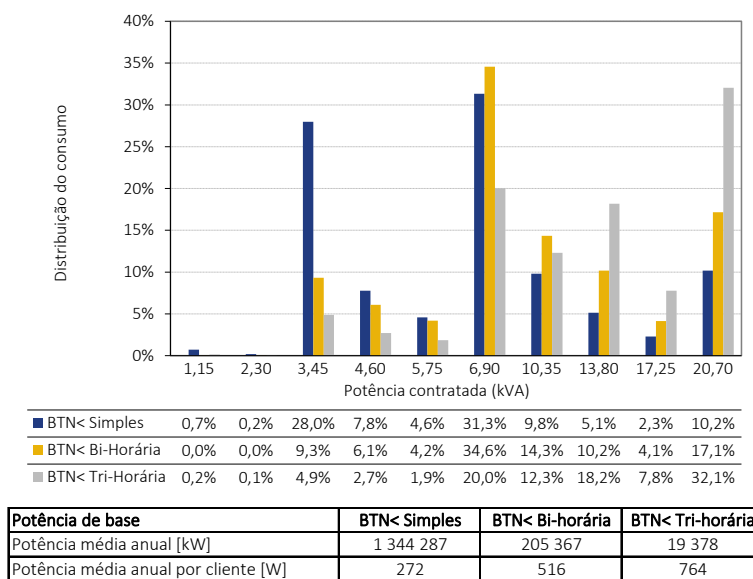
**Figura 9-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\***



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

\*Exclui IP

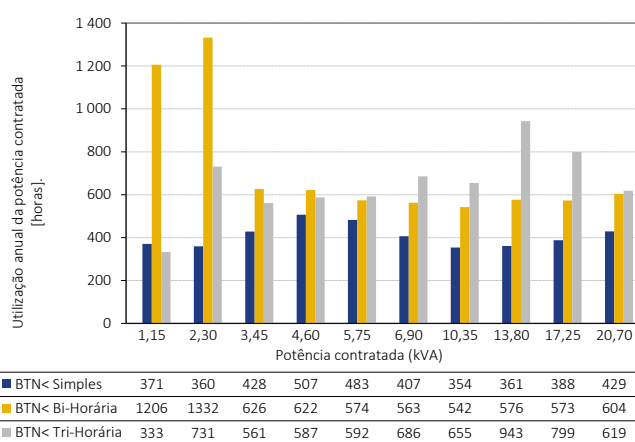
Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\*



\*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



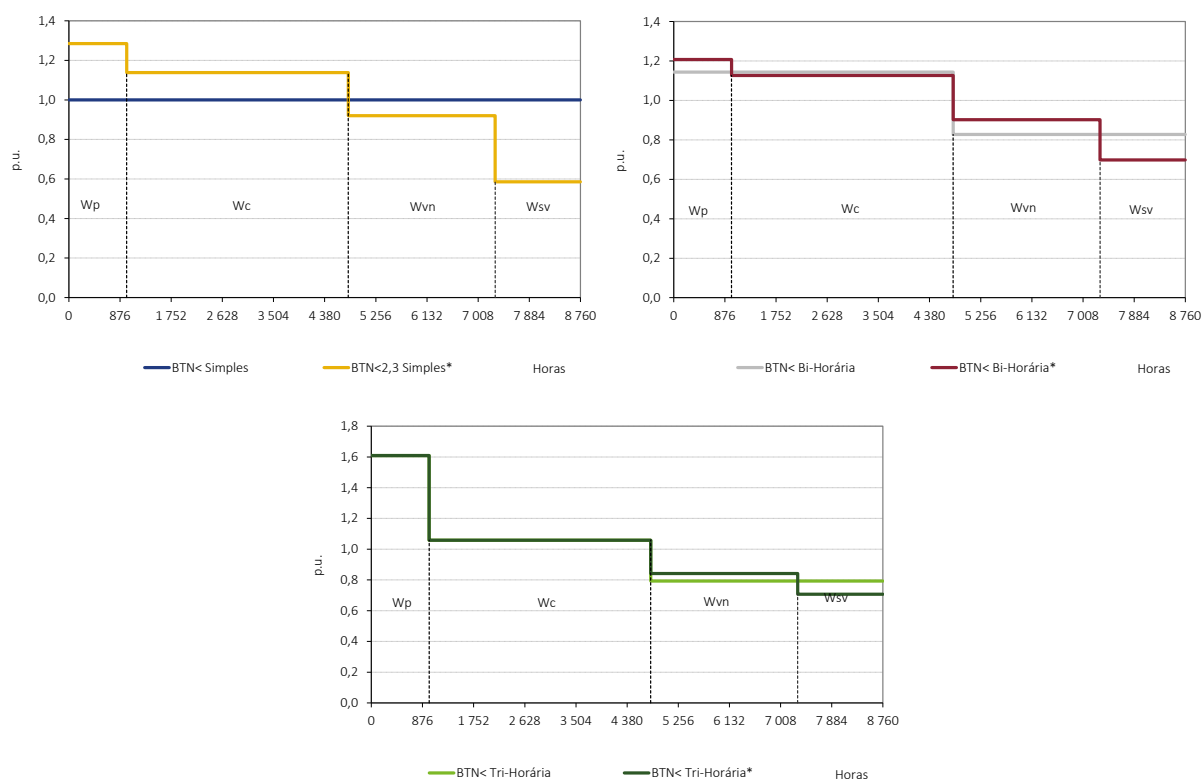
### 9.2.7 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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 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 9-17 - 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	981	14 792	971
Potência média anual por cliente	0,09	0,36	0,34

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)**

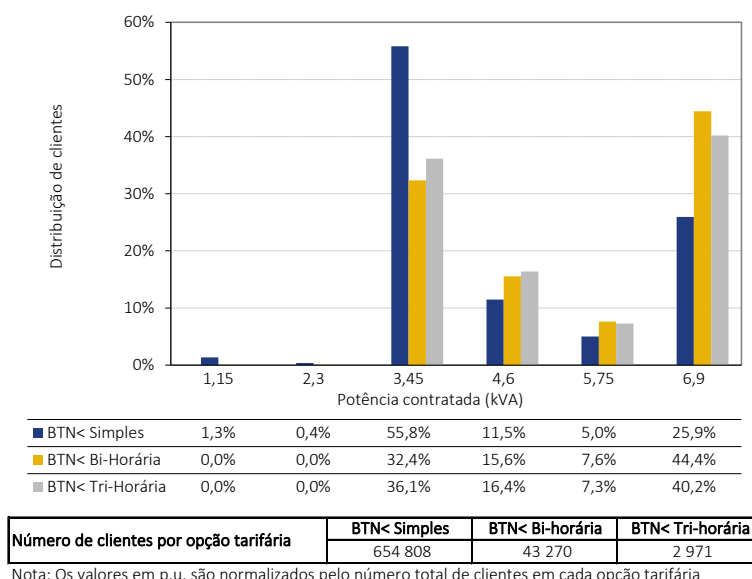
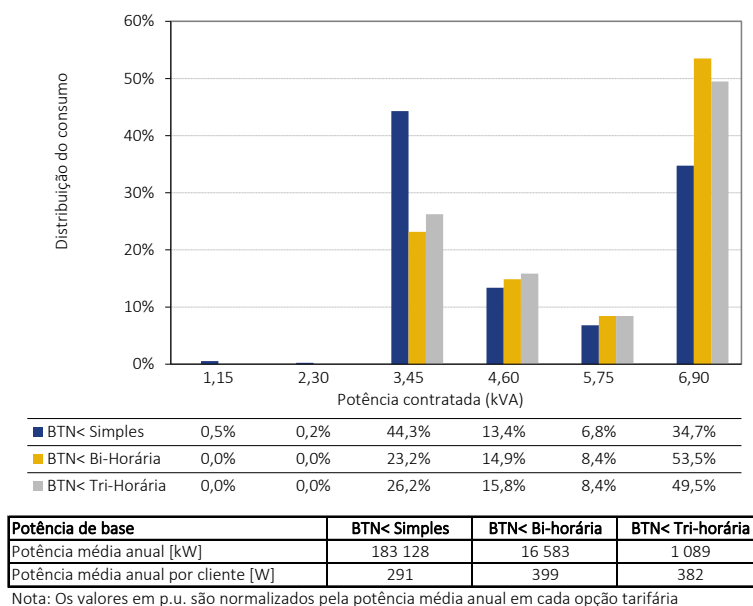
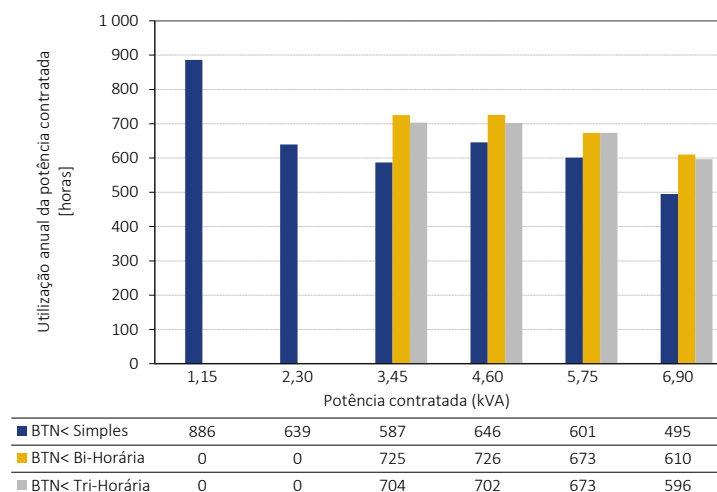


Figura 9-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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
<b>MT</b>	<b>285</b>	<b>37,2%</b>	<b>796</b>	<b>0,6%</b>
<b>BT</b>	<b>483</b>	<b>62,8%</b>	<b>129 394</b>	<b>99,4%</b>
BTE	61	12,7%	770	0,6%
BTN	421	87,3%	128 624	99,4%
<b>Total</b>	<b>768</b>	<b>100,0%</b>	<b>130 190</b>	<b>100,0%</b>

## 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)	796
Potência		(kW)
	Horas de ponta	37 010
	Contratada	137 766
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	25 438
	Horas cheias	64 663
	Horas de vazio normal	27 994
	Horas super vazio	17 131
Períodos II, III	Horas de ponta	29 016
	Horas cheias	71 228
	Horas de vazio normal	31 023
	Horas super vazio	18 940
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	13 133 646
	Capacitiva	3 199 177

**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)	770
Potência		(kW)
	Horas de ponta	8 296
	Contratada	38 230
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	5 850
	Horas cheias	14 639
	Horas de vazio normal	5 573
	Horas super vazio	3 365
Períodos II, III	Horas de ponta	6 303
	Horas cheias	15 690
	Horas de vazio normal	6 193
	Horas super vazio	3 745
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	4 827 326
	Capacitiva	1 240 975

**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	923
	34,50	422
	41,40	532
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	9 100
	Horas cheias	22 989
	Horas de vazio	14 232

**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	47 167
	4,60	1 577
	5,75	868
	6,90	32 105
	10,35	4 170
	13,80	1 397
	17,25	1 794
	20,70	1 462
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,30	0
	3,45	233
	4,60	31
	5,75	12
	6,90	747
	10,35	170
	13,80	138
Tarifa tri-horária	17,25	124
	20,70	83
	1,15	0
	2,30	0
	3,45	7 744
	4,60	1 149
	5,75	654
	6,90	14 674
10,35	1 328	
13,80	569	
17,25	677	
20,70	2 294	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		221 525
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	6 624
	Horas de vazio	4 369
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	21 160
	Horas cheias	54 879
	Horas de vazio	42 816
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	3 405
	2,3	315
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		1 545



**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		5 906
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 132
	Horas cheias	3 172
	Horas de vazio	16 901

## 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.

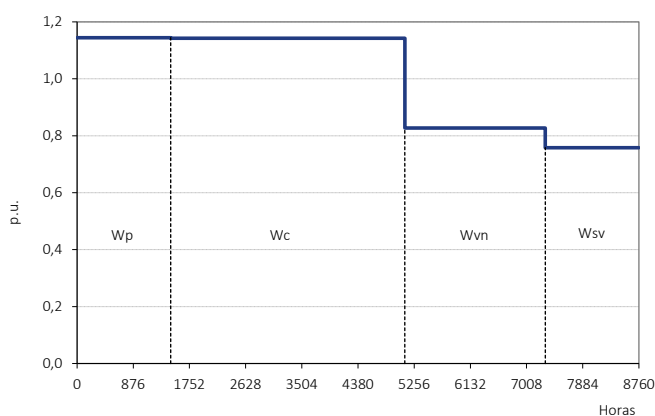
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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.

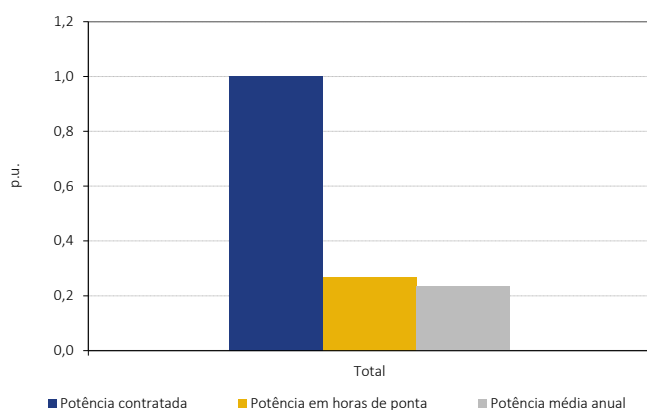
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	32 584
Potência média anual por cliente	41

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



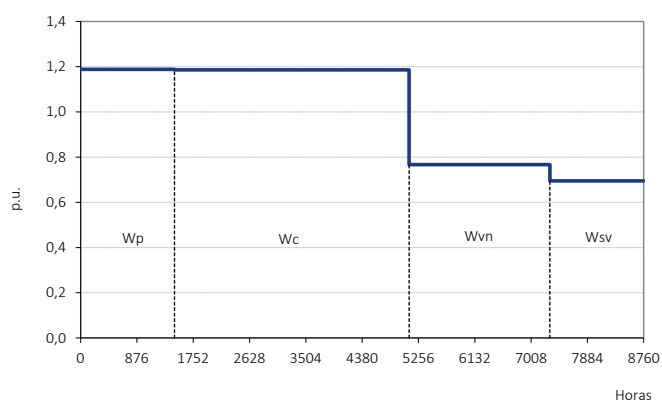
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	137 766
Potência contratada por cliente	173

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.

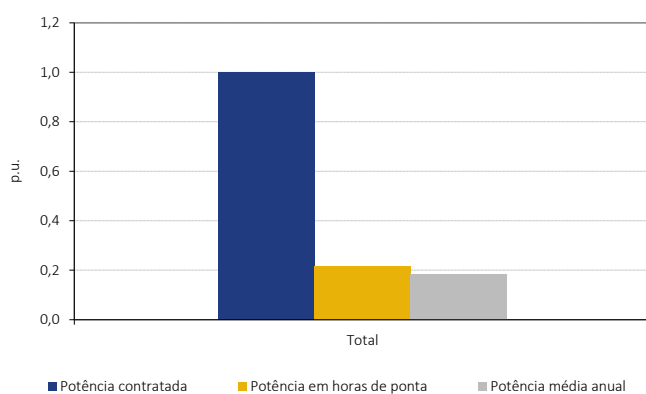
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	7 004
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	38 230
Potência contratada por cliente	50

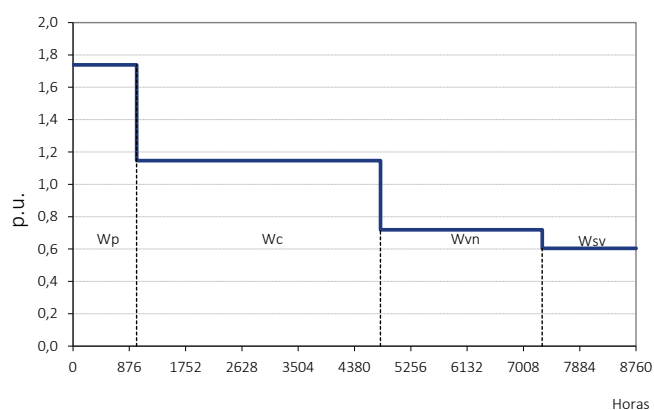
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

### 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

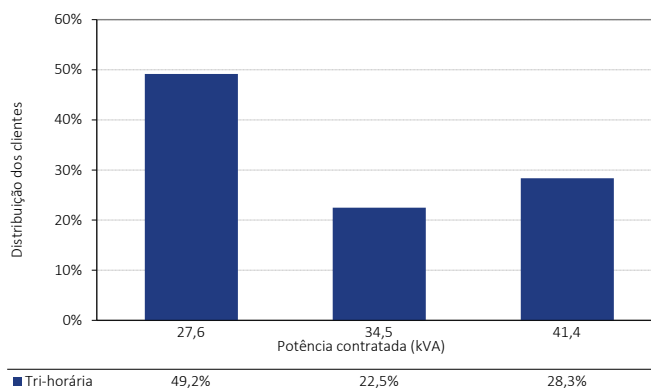


Potência de base [kW]	BTN > Tri-horária
Potência média anual	5 288
Potência média anual por cliente	2,82

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.

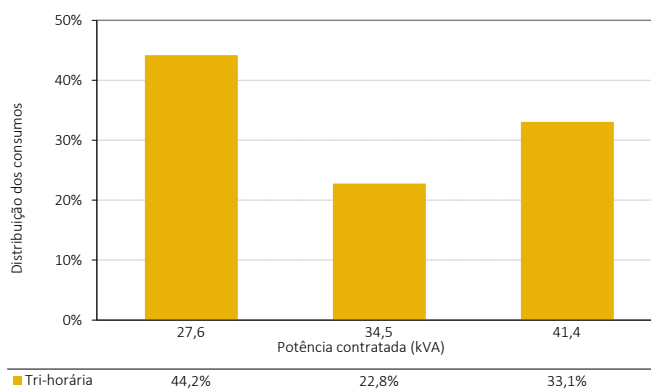
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



<b>Número de clientes por opção tarifária</b>	<b>BTN &gt; Tri-horária</b>
	1 877

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)

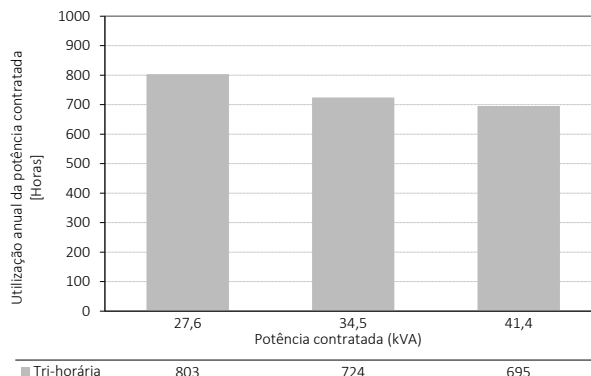


<b>Potência de base</b>	<b>BTN &gt; Tri-horária</b>
Potência média anual [kW]	5 288
Potência média anual por cliente [W]	2 817

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)**



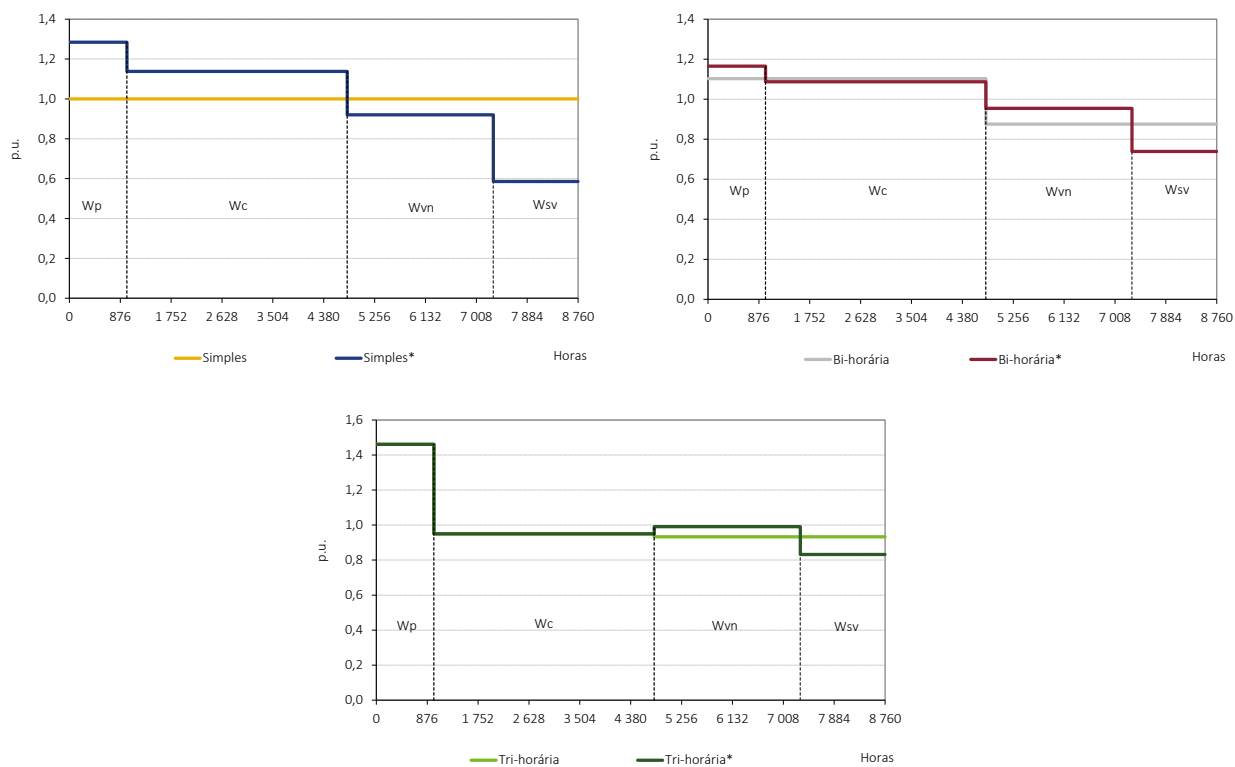
#### 10.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

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	25 288	1 255	16 103
Potência média anual por cliente	0,28	0,82	0,55

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.

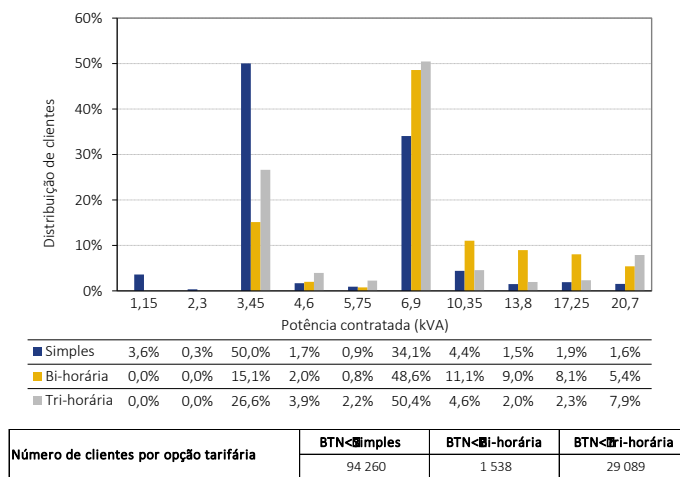
O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária. Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de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

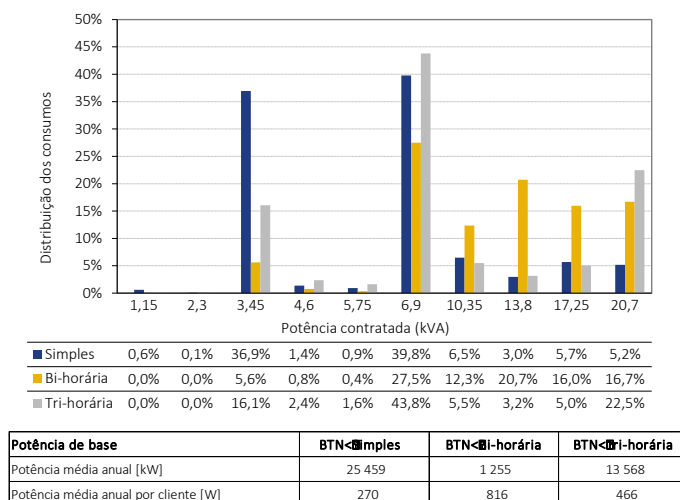
Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\*



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)\*



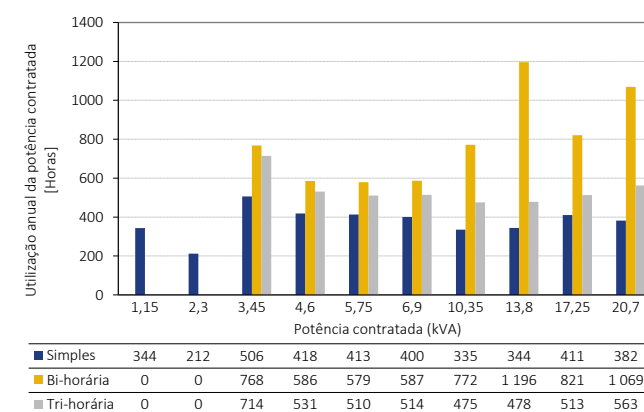
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

\*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 (≤20,7 kVA)\***



\*Exclui IP

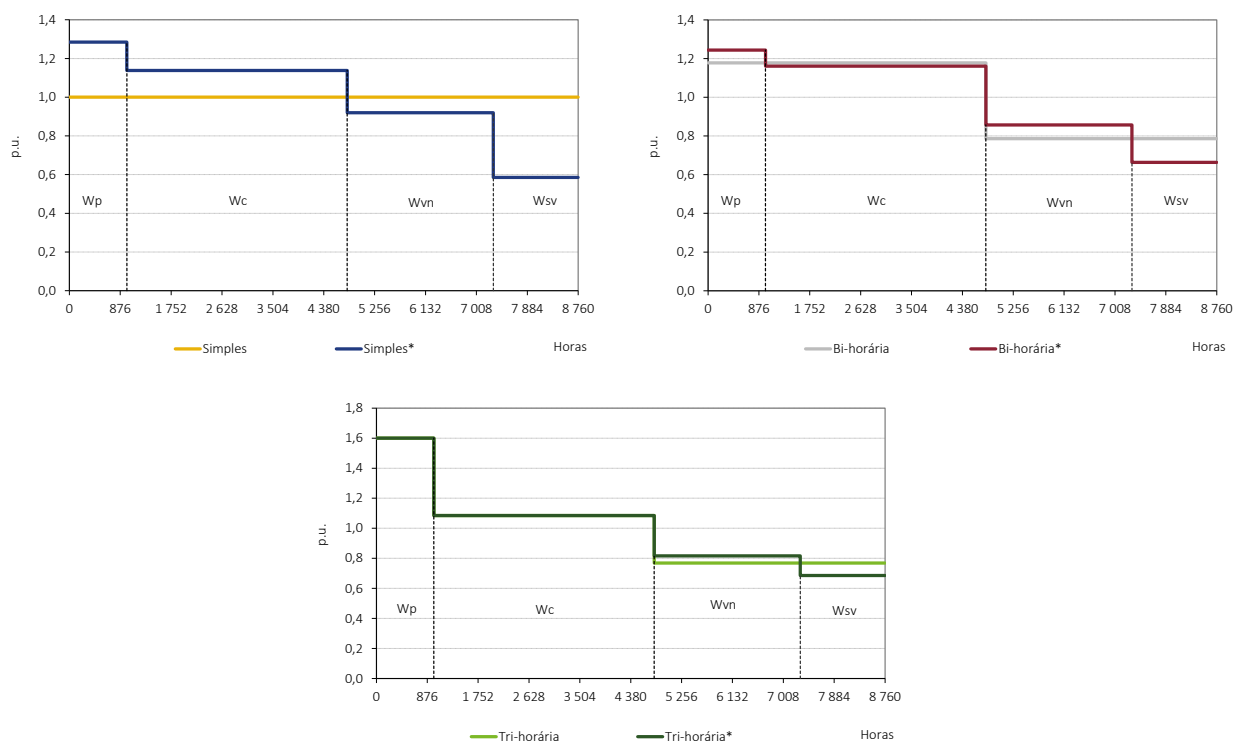
### 10.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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	3 853	32	1 901
Potência média anual por cliente	0,28	0,38	0,37

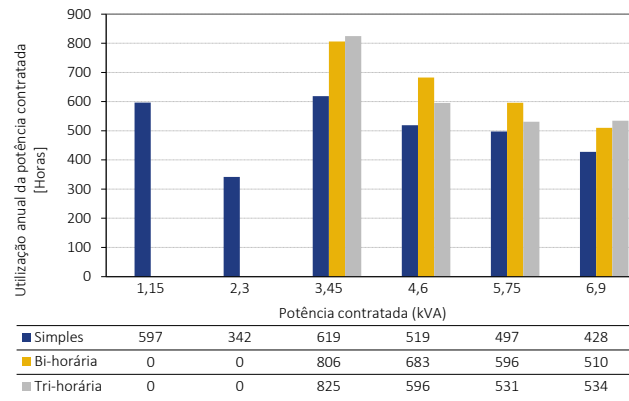
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

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 10-16 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
<b>MT</b>	<b>219</b>	<b>26,3%</b>	<b>339</b>	<b>0,2%</b>
<b>BT</b>	<b>614</b>	<b>73,7%</b>	<b>143 077</b>	<b>99,8%</b>
BTE	137	22,4%	1 265	0,9%
BTN	476	77,6%	141 812	99,1%
<b>Total</b>	<b>833</b>	<b>100,0%</b>	<b>143 415</b>	<b>100,0%</b>

## 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	27 072
	Contratada	94 366
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	18 011
	Horas cheias	47 673
	Horas de vazio normal	21 988
	Horas de super vazio	12 656
	Horas de ponta	21 589
	Horas cheias	55 978
	Horas de vazio normal	25 811
	Horas de super vazio	14 882
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	8 352 210
	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)	1 265
Potência		(kW)
	Horas de ponta	18 430
	Contratada	101 309
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	12 142
	Horas cheias	33 431
	Horas de vazio normal	12 496
	Horas de super vazio	6 797
	Horas de ponta	14 801
	Horas cheias	36 648
	Horas de vazio normal	13 733
	Horas de super vazio	7 429
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	10 702 515
	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	922
	34,50	692
	41,40	757
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	12 389
	Horas cheias	30 717
	Horas de vazio	17 304

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2023

Procura considerada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira

**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	45 473
	4,60	1 704
	5,75	805
	6,90	66 835
	10,35	4 350
	13,80	2 142
	17,25	959
	20,70	3 284
Tarifa bi-horária	1,15	9
	2,30	9
	3,45	1 025
	4,60	111
	5,75	39
	6,90	5 153
	10,35	556
	13,80	389
tarifa tri-horária	17,25	157
	20,70	640
	1,15	3
	2,30	2
	3,45	65
	4,60	9
	5,75	8
	6,90	95
10,35	29	
13,80	31	
17,25	11	
20,70	60	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		324 502
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	25 990
	Horas de vazio	13 996
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	530
	Horas cheias	1 290
	Horas de vazio	1 640
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	3 473
	2,3	612
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		4 048



**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		5 765
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	5 809
	Horas cheias	6 355
	Horas de vazio	31 900

## 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.

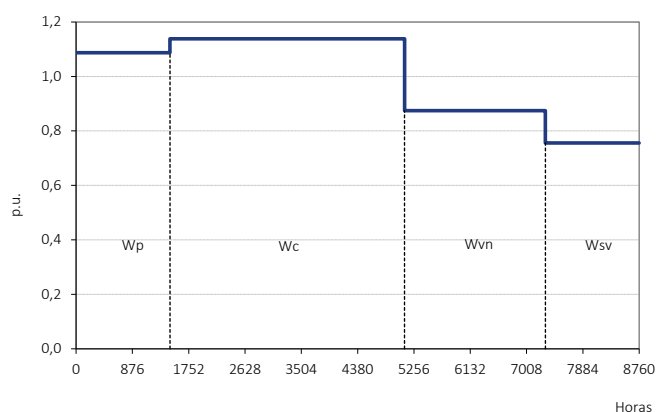
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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.

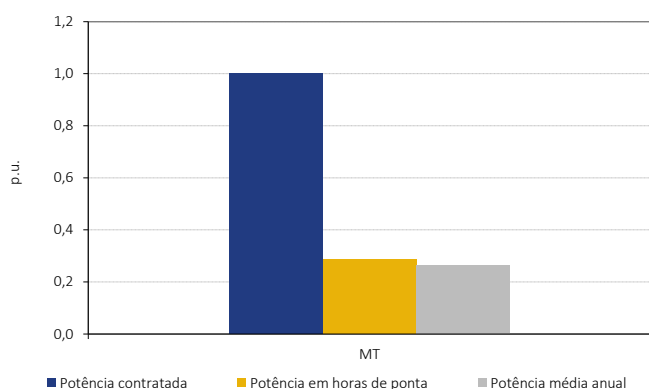
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	24 953
Potência média anual por cliente	74

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



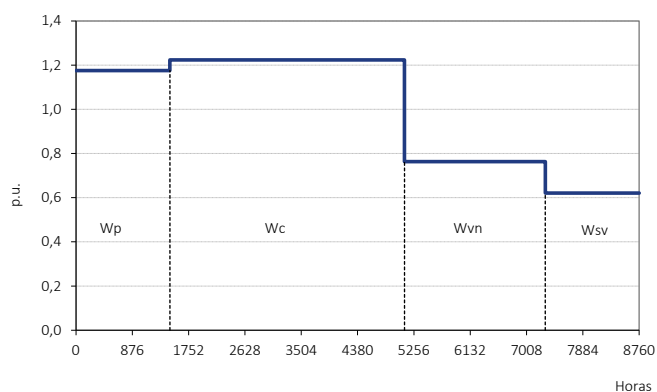
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	94 366
Potência contratada por cliente	279

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.

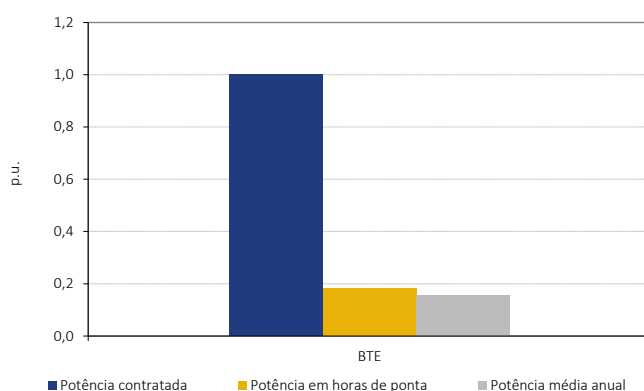
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	15 694
Potência média anual por cliente	12

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	101 309
Potência contratada por cliente	80

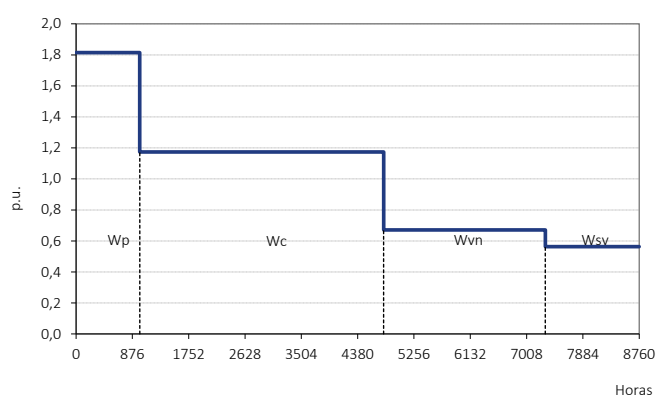
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

### 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

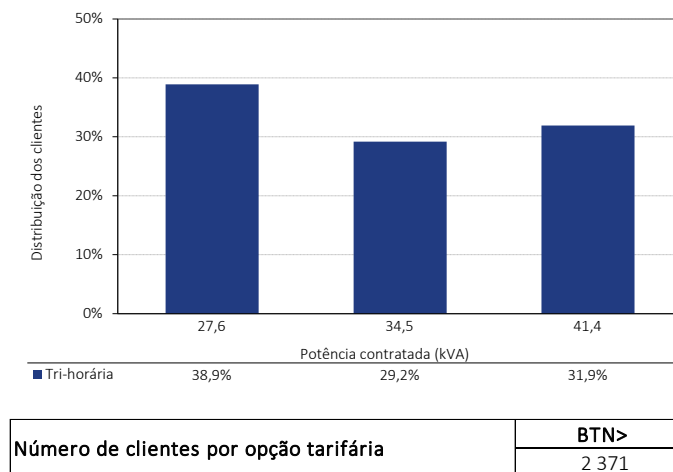


Potência de base [kW]	BTN>
Potência média anual	6 896
Potência média anual por cliente	2,91

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

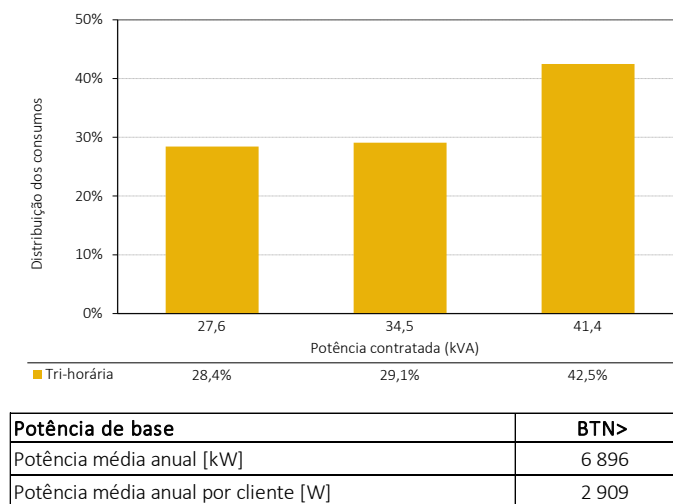
Na Figura 11-6 e na Figura 11-7 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

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



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

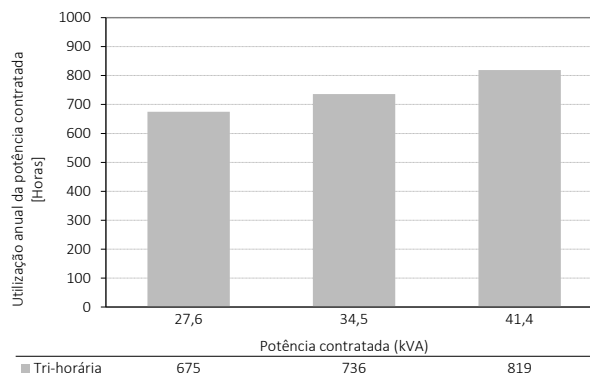
Figura 11-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)



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

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)**



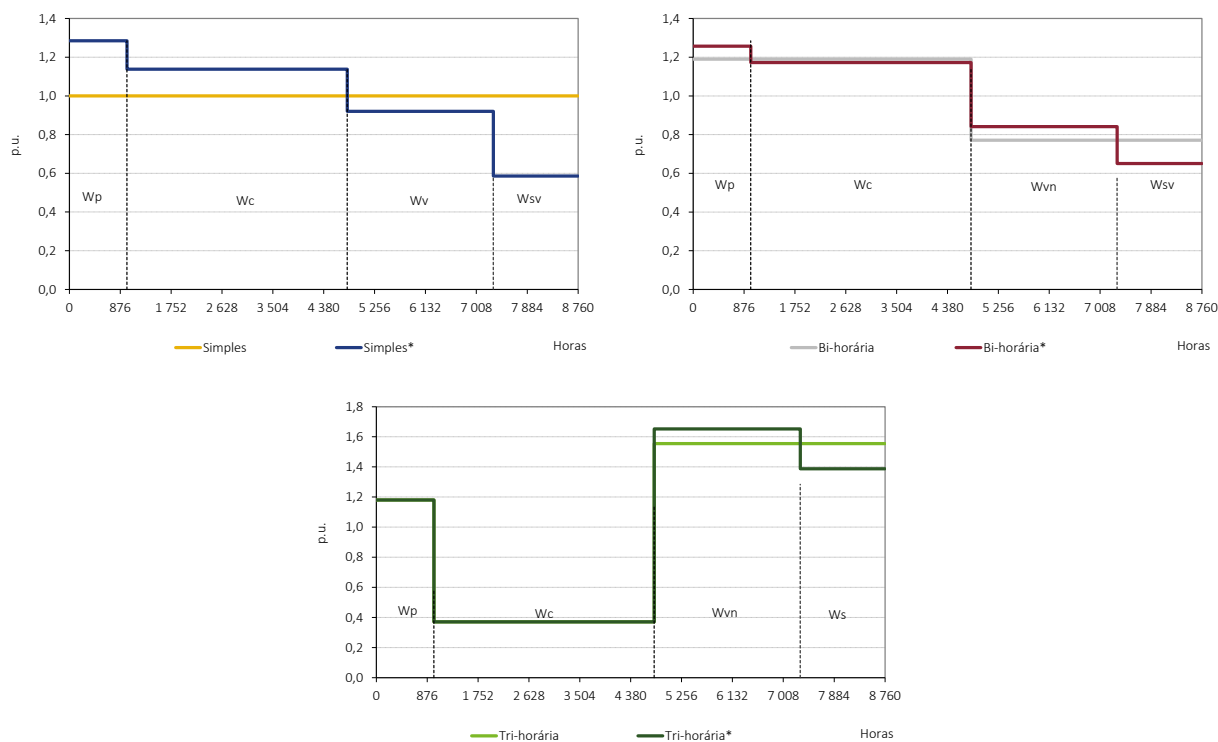
#### 11.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

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	37 044	4 565	5 425
Potência média anual por cliente	0,30	0,56	3,16

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

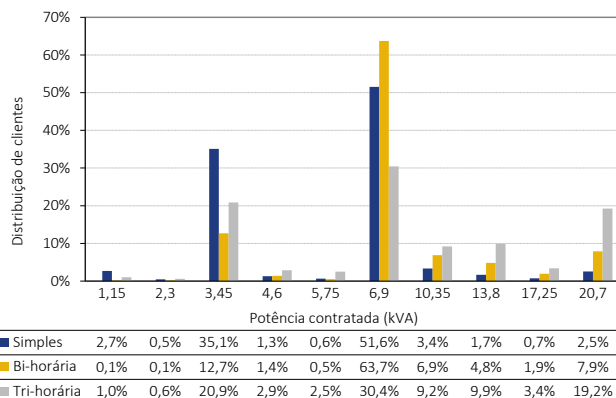
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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)\*

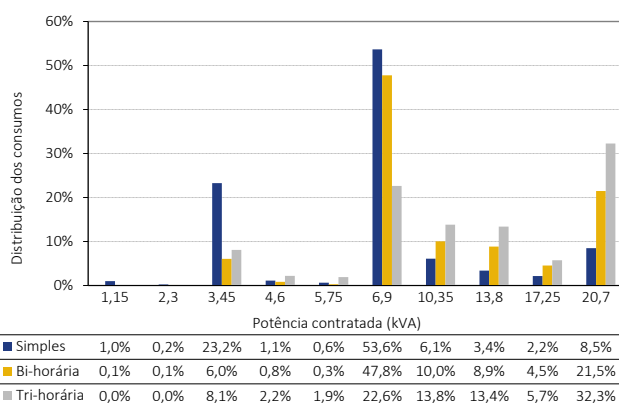


Número de clientes por opção tarifária	BTN<B>Simples	BTN<B>Bi-horária	BTN<B>Tri-horária
	129 638	8 088	312

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

\*Exclui IP

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



Potência de base	BTN<B>Simples	BTN<B>Bi-horária	BTN<B>Tri-horária
Potência média anual [kW]	37 506	4 565	395
Potência média anual por cliente [W]	289	564	1 267

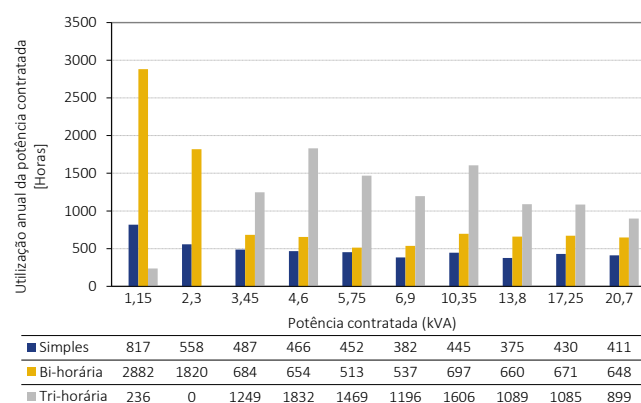
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

\*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

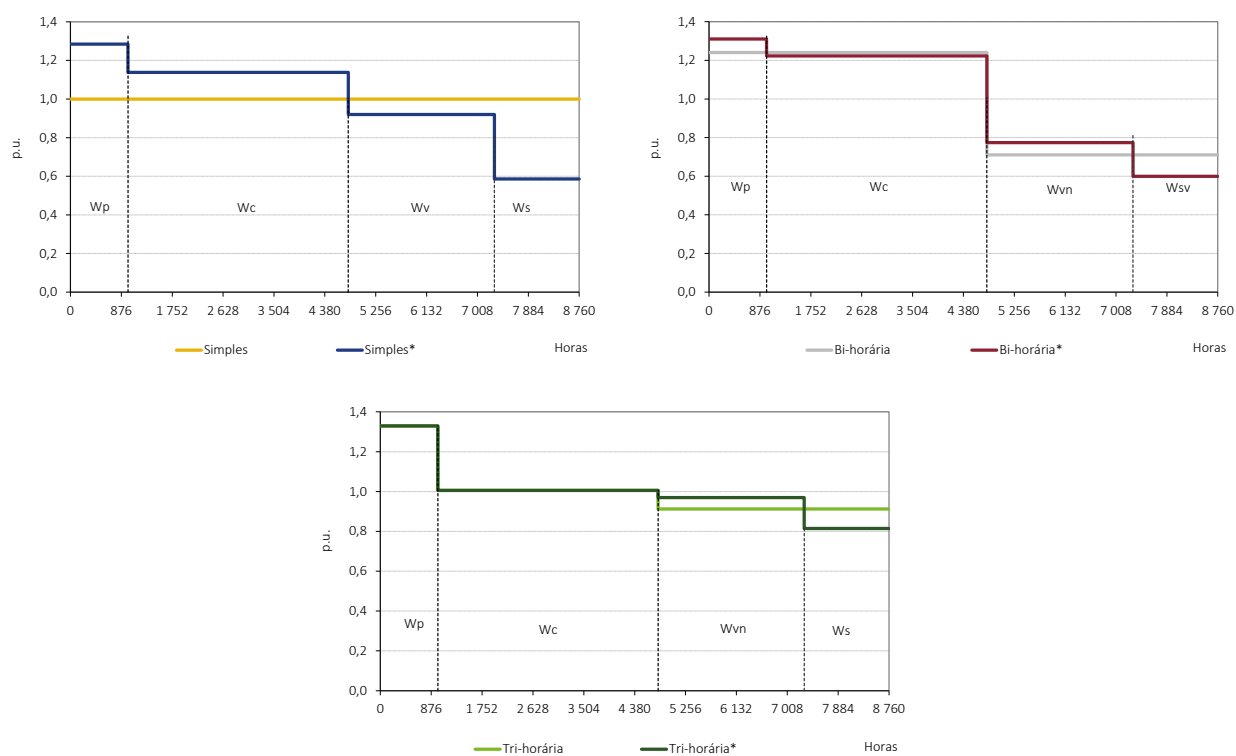
### 11.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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	5 398	366	4
Potência média anual por cliente	0,27	0,37	0,49

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 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)

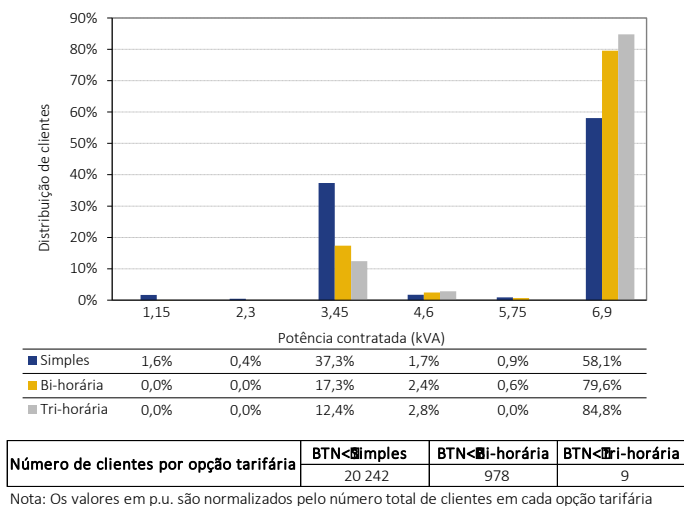
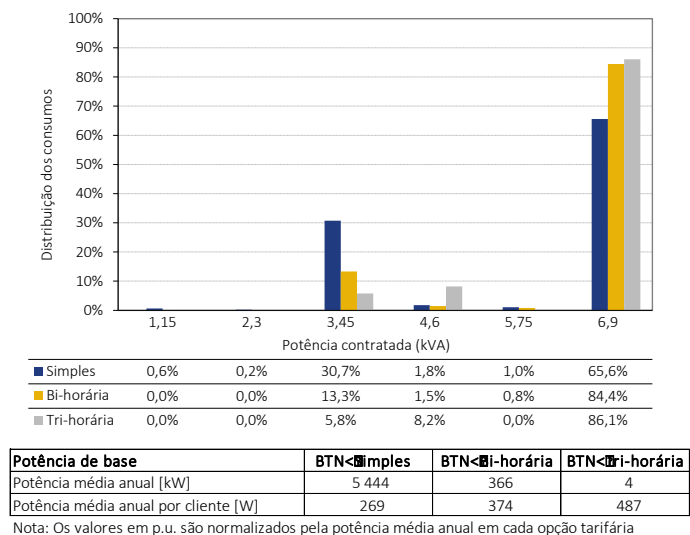
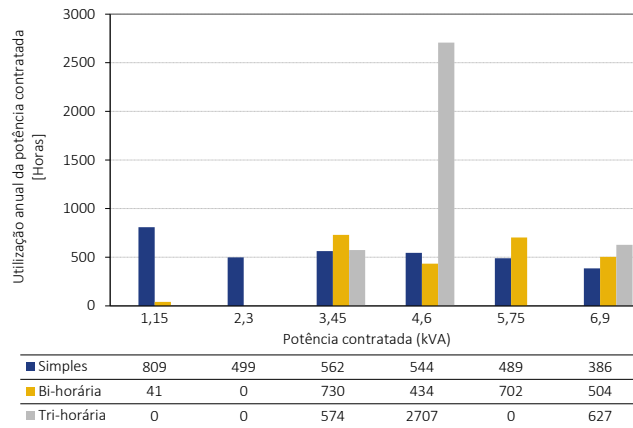


Figura 11-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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<sup>21</sup>, 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 2023, 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 2022 a cerca de 812 mil clientes em Portugal Continental e a cerca de 40 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.

---

<sup>21</sup> Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a € 5 808, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não afigure qualquer rendimento, 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	13 493
	2,3	3 932
Tarifa simples	3,45	420 889
	4,6	86 700
	5,75	37 914
	6,9	195 734
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	8
	3,45	16 129
	4,6	7 756
	5,75	3 797
	6,9	22 153
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	1 236
	4,6	561
	5,75	249
	6,9	1 376
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		12 695
Tarifa simples		1 657 301
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	94 468
	Horas de vazio	56 792
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	1 806
	Horas cheias	4 553
	Horas de vazio	3 574

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	332
	2,3	36
Tarifa simples	3,45	9 048
	4,6	338
	5,75	153
	6,9	4 470
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	20
	4,6	4
	5,75	1
	6,9	60
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	2 138
	4,6	362
	5,75	168
	6,9	2 457
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		260
Tarifa simples		33 757
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	182
	Horas de vazio	101
tarifa tri-horária	Horas de ponta	3 012
	Horas cheias	7 827
	Horas de vazio	5 812

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	328
	2,3	84
Tarifa simples	3,45	7 559
	4,6	342
	5,75	174
	6,9	11 755
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	170
	4,6	23
	5,75	6
	6,9	779
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	1
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	7
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		402
Tarifa simples		47 286
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	2 173
	Horas de vazio	1 033
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	6
	Horas cheias	16
	Horas de vazio	15



### 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.

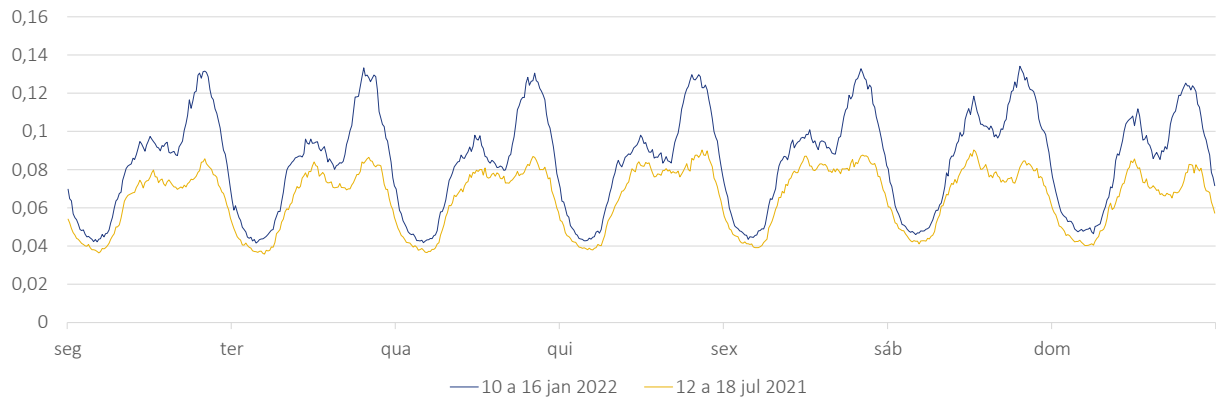
Quanto às opções tarifárias de BTN, os contadores têm uma discriminação de, no máximo, três períodos horários, pelo que a informação sobre as quantidades não tem o nível de discriminação suficiente e compatível com o utilizado nas quantidades para o cálculo das tarifas.

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.

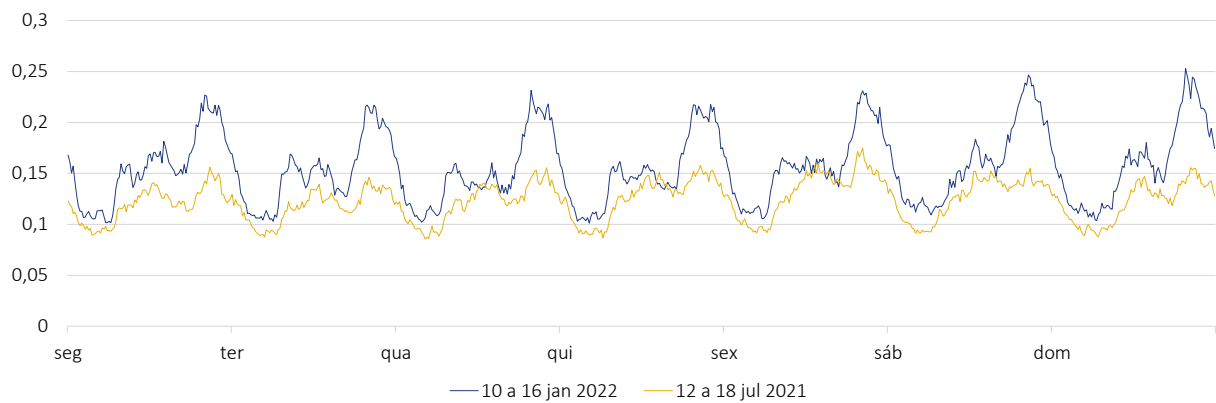
Este ano procede-se a uma atualização desses perfis, com base nos diagramas de consumo, por opção tarifária, para os clientes BTN, construídos pela E-Redes no âmbito do estudo de caracterização e atualização da amostra de clientes em BTN, de junho de 2022.

Estes diagramas reportam ao período entre 1 de abril de 2021 e 31 de março de 2022 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.

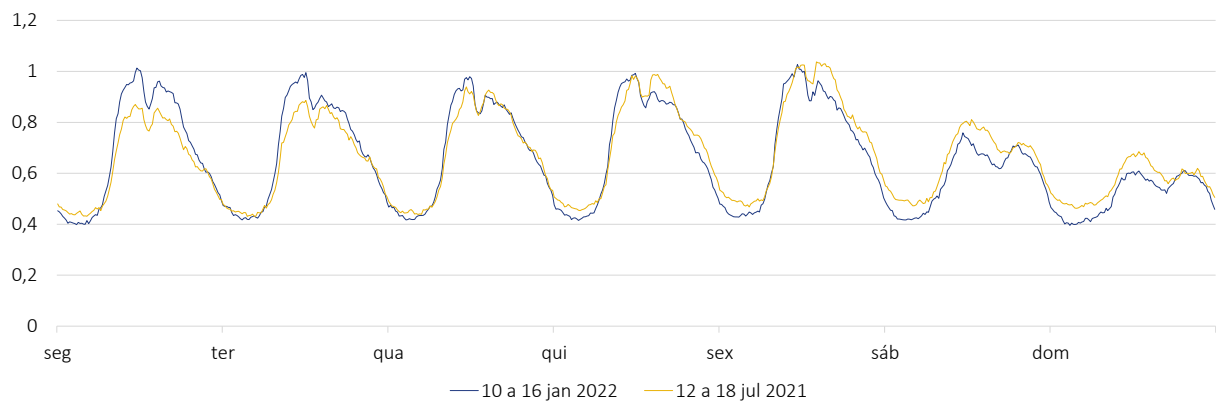
**Figura 13-1 - Perfil de consumo para BTN Simples**



**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	34%	16%
Período II, III	33%	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	60%	49%	50%
Período II, III	40%	51%	50%

### 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	15%	41%
Período II, III	7%	38%

**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	38%	17%
Período II, III	31%	14%

**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	68%	52%	55%
Período II, III	32%	48%	45%

### 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 REN, que apresenta valores idênticos, e no caso da E-Redes mantém em vigor para 2023 os fatores de ajustamento para perdas que vigoraram em 2022.

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 2023 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.

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%
$V_{AT}^h$	1,72	1,57	1,23	1,09
$V_{MT}^h$	4,93	4,43	3,33	2,85
$V_{BT}^h$	10,61	9,50	7,99	4,94

Para o ano de 2023 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
$V_{AT}^h$	1,60	1,18
$V_{MT}^h$	4,53	3,16
$V_{BT}^h$	9,82	6,77

No Quadro 14-3 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas acumulados para 2023 (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	3,30	3,02
MT	7,99	6,28
BT	18,59	13,48

## 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 2023.

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	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 2023, 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	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