

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA  
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2022**

Dezembro 2021

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 o Continente .....	5
2.2	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma dos Açores .....	18
2.3	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma da Madeira.....	18
2.4	Consumos e número de consumidores de energia elétrica em Portugal.....	19
<b>3</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR.....</b>	<b>21</b>
<b>4</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE .....</b>	<b>23</b>
4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	23
4.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte .....	24
<b>5</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>27</b>
5.1	Fatores de simultaneidade nas redes.....	27
5.2	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	30
5.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte .....	31
5.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	34
<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>43</b>
7.1	Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental .....	44
7.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental.....	48
7.2.1	Baixa Tensão Especial .....	48
7.2.2	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	49
7.2.3	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA) .....	51
7.2.4	Baixa Tensão Normal Social .....	55
<b>8</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA PARA EFEITO DE CÁLCULO DAS TARIFAS APLICADAS EM MAT, AT E MT NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO DO CUR.....</b>	<b>59</b>
8.1	Quantidades consideradas para efeito do cálculo das tarifas aplicadas em MAT, AT e MT, no âmbito do fornecimento supletivo do CUR.....	59
<b>9</b>	<b>PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO .....</b>	<b>61</b>
9.1	Quantidades consideradas no mercado liberalizado .....	62

9.2	Caracterização do consumo e da potência contratada dos clientes no mercado liberalizado .....	66
9.2.1	Muito Alta Tensão.....	67
9.2.2	Alta Tensão.....	68
9.2.3	Média Tensão.....	70
9.2.4	Baixa Tensão Especial .....	72
9.2.5	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	73
9.2.6	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA).....	75
9.2.7	Baixa Tensão Normal Social.....	79
<b>10</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....</b>	<b>83</b>
10.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	84
10.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	87
10.2.1	Média Tensão.....	88
10.2.2	Baixa Tensão Especial .....	89
10.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	90
10.2.4	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA) .....	92
10.2.5	Baixa Tensão Normal Social .....	95
<b>11</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA .....</b>	<b>99</b>
11.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira .....	100
11.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira .....	103
11.2.1	Média Tensão.....	104
11.2.2	Baixa Tensão Especial .....	105
11.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	106
11.2.4	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA) .....	108
11.2.5	Baixa Tensão Normal Social .....	111
<b>12</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES .....</b>	<b>115</b>
<b>13</b>	<b>PERFIS DE CONSUMO .....</b>	<b>119</b>
13.1	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária.....	121
13.2	Diagrama de Carga em BTN Bi-horária.....	121
13.3	Diagrama de Carga em BTN Simples .....	122
<b>14</b>	<b>FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES.....</b>	<b>125</b>
14.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	125
14.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores .....	127

---

14.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira .....	128
------	--	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia elétrica em Portugal continental por mercado e nível de tensão.....	8
Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental .....	11
Figura 2-3 - Número acumulado de clientes no mercado livre .....	14
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado.....	15
Figura 2-5 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão.....	16
Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2021 e 2022.....	17
Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2021 e 2022 .....	17
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS.....	23
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT .....	25
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT .....	26
Figura 5-1 - Fator de simultaneidade à saída das redes de transporte e distribuição.....	29
Figura 5-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS.....	31
Figura 5-3 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT .....	33
Figura 5-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT .....	34
Figura 5-5 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD.....	36
Figura 5-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URD.....	37
Figura 6-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de energia.....	40
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário e por opção tarifária.....	49
Figura 7-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE.....	49
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	50
Figura 7-4 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) .....	50
Figura 7-5 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) .....	51
Figura 7-6 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência e (BTN > 20,7 kVA) .....	51
Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	52
Figura 7-8 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA)* .....	53
Figura 7-9 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA)* .....	54

Figura 7-10 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA)* .....	54
Figura 7-11 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	55
Figura 7-12 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	56
Figura 7-13 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	56
Figura 7-14 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	57
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário .....	67
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MAT .....	68
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário .....	69
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em AT.....	69
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário .....	70
Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MT.....	71
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário .....	72
Figura 9-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em BTE.....	73
Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período tarifário .....	74
Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) .....	74
Figura 9-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) .....	75
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) .....	75
Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	76
Figura 9-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA)* .....	77
Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA)* .....	78
Figura 9-16 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA)* .....	78
Figura 9-17 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	79
Figura 9-18 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	80

Figura 9-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	80
Figura 9-20 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	81
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário .....	88
Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT .....	88
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário.....	89
Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE .....	89
Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário .....	90
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA).....	91
Figura 10-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA).....	91
Figura 10-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA) .....	92
Figura 10-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ( $\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	93
Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA)* .....	94
Figura 10-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ( $\leq 20,7$ kVA)* .....	94
Figura 10-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ( $\leq 20,7$ kVA)* .....	95
Figura 10-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	96
Figura 10-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) ....	97
Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social) .....	97
Figura 10-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	98
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário .....	104
Figura 11-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT .....	104
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário.....	105
Figura 11-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE .....	105
Figura 11-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário .....	106
Figura 11-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA).....	107
Figura 11-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA).....	107
Figura 11-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (> 20,7 kVA) .....	108



Figura 11-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ( $\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	109
Figura 11-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência ( $\leq 20,7$ kVA)* .....	110
Figura 11-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ( $\leq 20,7$ kVA)* .....	110
Figura 11-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ( $\leq 20,7$ kVA)* .....	111
Figura 11-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	112
Figura 11-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) ..	113
Figura 11-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) ..	113
Figura 11-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	114
Figura 13-1 - Perfil de consumo para BTN Simples.....	120
Figura 13-2 - Perfil de consumo para BTN Bi-horária .....	120
Figura 13-3 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária .....	120

#### ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário .....	5
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 .....	11
Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental .....	12
Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental.....	12
Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	18
Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM.....	19
Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal .....	20
Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa OLMC do operador logístico de mudança de comercializador .....	21
Quadro 4-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte .....	23
Quadro 4-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{MAT}$ do operador da rede de transporte.....	24

Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{AT}$ do operador da rede de transporte.....	25
Quadro 5-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição .....	27
Quadro 5-2 - Coeficientes de simultaneidade .....	30
Quadro 5-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição.....	30
Quadro 5-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{MAT}$ dos operadores das redes de distribuição.....	32
Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{AT}$ dos operadores das redes de distribuição.....	33
Quadro 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{AT}$ dos operadores das redes de distribuição.....	35
Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{MT}$ dos operadores das redes de distribuição.....	35
Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{BT}$ dos operadores das redes de distribuição.....	36
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.....	41
Quadro 7-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso.....	43
Quadro 7-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE.....	44
Quadro 7-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) .....	45
Quadro 7-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) Sazonal.....	45
Quadro 7-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 20,7$ kVA).....	46
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 20,7$ kVA) Sazonal.....	47
Quadro 7-7 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (IP).....	48
Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para efeito do cálculo das tarifas aplicadas em MAT, AT e MT no âmbito do fornecimento supletivo do CUR.....	59
Quadro 8-2 - Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em MT .....	60
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do mercado liberalizado.....	61

Quadro 9-2 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT .....	62
Quadro 9-3 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT .....	63
Quadro 9-4 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT.....	63
Quadro 9-5 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	64
Quadro 9-6 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA) .....	64
Quadro 9-7 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ( $\leq$ 20,7 kVA) .....	65
Quadro 9-8 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (IP).....	66
Quadro 10-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA .....	83
Quadro 10-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT .....	84
Quadro 10-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE .....	85
Quadro 10-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) .....	85
Quadro 10-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN ( $\leq$ 20,7 kVA) .....	86
Quadro 10-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP) .....	87
Quadro 11-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	99
Quadro 11-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT .....	100
Quadro 11-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE .....	101
Quadro 11-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) .....	101
Quadro 11-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN ( $\leq$ 20,7 kVA).....	102
Quadro 11-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP) .....	103
Quadro 12-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – Continente ...	116
Quadro 12-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAA.....	117
Quadro 12-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAM.....	118
Quadro 13-1 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária.....	121

---

Quadro 13-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária .....	121
Quadro 13-3 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária .....	122
Quadro 13-4 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária .....	122
Quadro 13-5 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária.	122
Quadro 13-6 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples .....	123
Quadro 14-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental .....	126
Quadro 14-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária.....	126
Quadro 14-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária .....	127
Quadro 14-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	128
Quadro 14-5 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira .....	129

## 1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das seguintes tarifas: tarifas por atividade do operador da rede de transporte, tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição, tarifas por atividade do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), tarifas por atividade do comercializador de último recurso (CUR), tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais 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 2022. 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 da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (Portugal continental) e da tarifa de Venda a Clientes Finais (Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira) condicionam o cálculo das tarifas por atividade do operador da rede de transporte, das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição e das tarifas por atividade 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 1 de janeiro de 2013, nos termos do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, passando a aplicar-se tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

A Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, vem consagrar a possibilidade de os clientes com contratos em regime de mercado optarem pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, viabilizando, nas situações previstas na Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, a contratação com o comercializador de último recurso.

A Lei do Orçamento de Estado para 2020, previa a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão Normal (BTN), para 31 de dezembro de 2025. A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, veio concretizar essa prorrogação para a BTN e prorrogar também os prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE), para 2021 e 2022, respetivamente.

---

Neste contexto, em 2022 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MT, AT e MAT.

O presente documento está organizado da seguinte forma:

- No capítulo 2 apresenta-se a caracterização da procura agregada 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 por atividade 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 e MT, 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).

---

Da informação apresentada neste documento importa realçar os seguintes aspetos:

- a) A atual conjuntura criada pela pandemia da COVID-19 continua a criar alguma incerteza nas previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo de tarifas para 2022. A crise pandémica da COVID-19 teve e tem reflexos nas economias portuguesa e europeia, que provocaram alterações na procura de eletricidade, nomeadamente no valor total do consumo e na estrutura por nível de tensão.
- b) Para Portugal continental, a ERSE estima uma evolução positiva nos fornecimentos totais para 2021 e 2022, com aumentos de 2,3% e 1,0%, respetivamente, atingindo o valor de 45 515 GWh em 2022. A estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão assumida pela ERSE, para 2022, é igual à previsão da E-Redes, enquanto que a estimada para 2021 é baseada nos dados reais do consumo por nível de tensão até ao final de agosto.
- c) O nível de consumo do Continente em 2021 reflete os consumos reais entre janeiro e agosto de 2021 e as previsões das empresas. O nível de consumo de 2022, assume a taxa de evolução do consumo referido à emissão de 2021 para 2022 prevista no cenário superior da análise realizada no Parecer do PDIRT-E 2021, por sua vez baseado nas previsões do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA).
- d) Para o nível de fornecimentos referido nas alíneas anteriores, estima-se um consumo referido à emissão de 49 810 GWh para 2021, que corresponde a um crescimento de 1,7% em relação ao ocorrido em 2020, e de 50 378 GWh para 2022, que reflete um acréscimo de 1,1% face ao valor estimado para o ano de 2021.
- e) Em 2021 e 2022, o peso do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 95,0% e 95,6% do consumo total.
- f) O nível de consumo das Regiões Autónomas, resulta das previsões das empresas (EDA e EEM), devendo registar-se em 2021 e 2022 uma evolução positiva do consumo de energia elétrica. Assim, prevê-se para a Região Autónoma dos Açores crescimentos de 2,3% e 1,7% para 2021 e 2022, respetivamente, e para a Região Autónoma da Madeira crescimentos de 2,1% em 2021 e de 3,5%, para 2022.
- g) 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.
- h) A tarifa Bi-horária representa 13,2% do total dos consumos em BTN em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 2,9% e 9,8%, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respetivamente.

- i) Na Região Autónoma dos Açores o peso da tarifa Tri-horária no total dos consumos em BTN é muito significativo (41,3%) e superior aos valores correspondentes em Portugal continental (6,9%) e na Região Autónoma da Madeira (13,7%).
- j) O número de clientes com tarifa social de eletricidade previsto para o ano de 2022 é de cerca de 804 mil clientes em Portugal continental e cerca de 42 mil clientes nas Regiões Autónomas.
- k) Para os anos de 2021 e 2022 os valores das taxas de perdas nas redes de distribuição são as previstas pela E-Redes, 9,42% e 9,50%, respetivamente. No que se refere à rede de transporte, a taxa de perdas para 2021 é 1,40%, igual ao valor previsional da REN, e para 2022 é 1,51%, igual à média das taxas de perdas da rede de transporte ocorridas entre 2018 e 2020.
- l) Foram atualizados os perfis de consumo para BTN.



## 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 2022, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. As quantidades globais assumidas 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.

Adicionalmente, a ERSE analisou os dados mais recentes do consumo de energia elétrica, de evolução do mercado liberalizado e os indicadores macroeconómicos, tendo em consideração o atual enquadramento de incerteza criado pela crise pandémica da COVID-19 e pelas medidas de contenção da sua propagação em Portugal. Neste contexto, as previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo tarifário de 2022 procuraram refletir os efeitos desta crise, embora a evolução da economia portuguesa e europeia estejam afetadas de fatores extraordinários de incerteza com duração indefinida, que poderão ser conjunturais, mas também estruturais, provocando alterações de médio e longo prazo na procura de eletricidade, nomeadamente no valor total do consumo e na estrutura por níveis de tensão.

### 2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONTINENTE

#### SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Na presente secção justifica-se a evolução das variáveis físicas que afetam a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para 2022. O Quadro 2-1 apresenta a variação dos fornecimentos por nível de tensão considerados para tarifas 2022, face aos valores do anterior exercício tarifário.

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

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2021	Tarifas 2022	$\Delta\%$ T2022 / T2021
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>45 599</b>	<b>45 515</b>	<b>-0,2%</b>
MAT	2 436	2 468	1,3%
AT	7 034	6 893	-2,0%
MT	14 623	14 907	1,9%
BTE	3 192	3 204	0,4%
BTN	18 313	18 043	-1,5%

**Nota:** A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública.

Os valores reais até 2020, as estimativas para 2021 e as previsões para 2022 do número de consumidores e dos respetivos consumos, desagregados por mercado regulado (MR) e mercado livre (ML), são sintetizados no Quadro 2-2 e no Quadro 2-3, respetivamente.

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

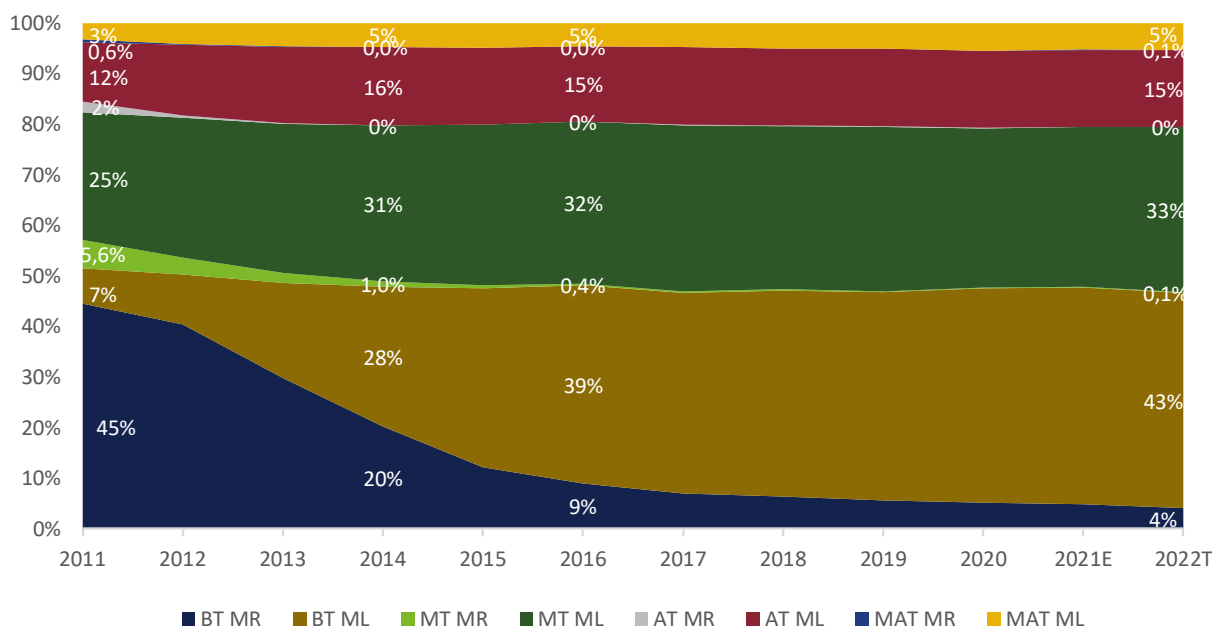
	Número médio de consumidores									
	2019 real	2020 real	Δ%	Tarifas 2021	2021E	Δ% 2021E / T2021	Δ% 2021E / 2020	Tarifas 2022	Δ% T2022 / 2020	Δ% T2022 / T2021
<b>N.º de consumidores no MR</b>	<b>1 079 673</b>	<b>999 825</b>	<b>-7,4%</b>	<b>907 487</b>	<b>926 634</b>	<b>2,1%</b>	<b>-7,3%</b>	<b>841 492</b>	<b>-15,8%</b>	<b>-7,3%</b>
MAT	0	0	-	0	2	-	-	1	-	-
AT	2	2	0,0%	0	0	-	-100,0%	0	-100,0%	-
MT	657	577	-12,3%	278	504	81,0%	-12,6%	346	-39,9%	24,4%
BTE	1 421	1 208	-15,0%	564	1 020	80,8%	-15,5%	513	-57,5%	-9,0%
BTN	1 077 594	998 039	-7,4%	906 645	925 108	2,0%	-7,3%	840 632	-15,8%	-7,3%
<b>N.º de consumidores no ML</b>	<b>5 171 828</b>	<b>5 290 090</b>	<b>2,3%</b>	<b>5 391 294</b>	<b>5 401 226</b>	<b>0,2%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>5 534 012</b>	<b>4,6%</b>	<b>2,6%</b>
MAT	74	75	2,0%	75	73	-3,2%	3,3%	72	-4,0%	-4,0%
AT	311	317	2,1%	321	324	0,9%	-2,0%	330	4,1%	3,0%
MT	24 214	24 480	1,1%	24 827	24 686	-0,6%	-0,8%	24 819	1,4%	0,0%
BTE	35 378	36 122	2,1%	35 966	36 810	2,3%	-1,9%	38 129	5,6%	6,0%
BTN	5 111 852	5 229 097	2,3%	5 330 106	5 339 334	0,2%	-2,1%	5 470 663	4,6%	2,6%
<b>N.º de consumidores MR + ML</b>	<b>6 251 501</b>	<b>6 289 915</b>	<b>0,6%</b>	<b>6 298 782</b>	<b>6 327 860</b>	<b>0,5%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>6 375 505</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,2%</b>
MAT	74	75	2,0%	75	75	-0,7%	0,7%	73	-2,7%	-2,7%
AT	313	319	2,1%	321	324	0,9%	-1,4%	330	3,4%	3,0%
MT	24 871	25 057	0,7%	25 105	25 190	0,3%	-0,5%	25 165	0,4%	0,2%
BTE	36 799	37 329	1,4%	36 530	37 830	3,6%	-1,3%	38 642	3,5%	5,8%
BTN	6 189 446	6 227 135	0,6%	6 236 751	6 264 442	0,4%	-0,6%	6 311 295	1,4%	1,2%
<b>Quotas do ML</b>	<b>82,7%</b>	<b>84,1%</b>		<b>85,6%</b>	<b>85,4%</b>			<b>86,8%</b>		
MAT	100,0%	100,0%		100,0%	97,5%			98,6%		
AT	99,4%	99,4%		100,0%	100,0%			100,0%		
MT	97,4%	97,7%		98,9%	98,0%			98,6%		
BTE	96,1%	96,8%		98,5%	97,3%			98,7%		
BTN	82,6%	84,0%		85,5%	85,2%			86,7%		

Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica em Portugal continental

	Fornecimentos de Energia Elétrica (GWh)									
	2019 real	2020 real	Δ%	Tarifas 2021	2021E	Δ% 2021E / T2021	Δ% 2021E / 2020	Tarifas 2022	Δ% T2022 / 2020	Δ% T2022 / T2021
<b>Fornecimentos MR</b>	<b>2 658</b>	<b>2 413</b>	<b>-9,2%</b>	<b>2 141</b>	<b>2 254</b>	<b>5,3%</b>	<b>-6,6%</b>	<b>1 930</b>	<b>-20,0%</b>	<b>-9,8%</b>
MAT	0	0	-	0	52	-	-	36	-	-
AT	50	56	11,3%	0	0	-	-100,0%	0	-100,0%	-
MT	77	63	-18,1%	82	55	-32,4%	-12,8%	33	-47,8%	-59,6%
BTE	85	59	-30,8%	29	47	64,8%	-19,5%	25	-58,4%	-14,7%
BTN	2 445	2 234	-8,6%	2 030	2 099	3,4%	-6,1%	1 837	-17,8%	-9,5%
<b>Fornecimentos ML</b>	<b>42 941</b>	<b>41 671</b>	<b>-3,0%</b>	<b>43 458</b>	<b>42 823</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-2,7%</b>	<b>43 585</b>	<b>4,6%</b>	<b>0,3%</b>
MAT	2 293	2 406	4,9%	2 436	2 363	-3,0%	1,8%	2 432	1,1%	-0,2%
AT	7 035	6 751	-4,0%	7 034	6 867	-2,4%	-1,7%	6 893	2,1%	-2,0%
MT	14 846	13 845	-6,7%	14 541	14 215	-2,2%	-2,6%	14 874	7,4%	2,3%
BTE	3 270	2 860	-12,5%	3 164	2 847	-10,0%	0,5%	3 180	11,2%	0,5%
BTN	15 497	15 808	2,0%	16 283	16 531	1,5%	-4,4%	16 207	2,5%	-0,5%
<b>Fornecimentos MR + ML</b>	<b>45 599</b>	<b>44 083</b>	<b>-3,3%</b>	<b>45 599</b>	<b>45 077</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-2,2%</b>	<b>45 515</b>	<b>3,2%</b>	<b>-0,2%</b>
MAT	2 293	2 406	4,9%	2 436	2 416	-0,8%	-0,4%	2 468	2,6%	1,3%
AT	7 085	6 807	-3,9%	7 034	6 867	-2,4%	-0,9%	6 893	1,3%	-2,0%
MT	14 923	13 909	-6,8%	14 623	14 270	-2,4%	-2,5%	14 907	7,2%	1,9%
BTE	3 355	2 919	-13,0%	3 192	2 894	-9,3%	0,9%	3 204	9,8%	0,4%
BTN	17 942	18 043	0,6%	18 313	18 629	1,7%	-3,1%	18 043	0,0%	-1,5%
<b>Quotas do ML (média ano)</b>	<b>94,2%</b>	<b>94,5%</b>		<b>95,3%</b>	<b>95,0%</b>			<b>95,8%</b>		
MAT	100,0%	100,0%		100,0%	97,8%			98,5%		
AT	99,3%	99,2%		100,0%	100,0%			100,0%		
MT	99,5%	99,5%		99,4%	99,6%			99,8%		
BTE	97,5%	98,0%		99,1%	98,4%			99,2%		
BTN	86,4%	87,6%		88,9%	88,7%			89,8%		

A figura seguinte apresenta a estrutura dos consumos de energia elétrica de Portugal continental, que são desagregados por nível de tensão e por mercado, mostrando a evolução até 2020, as estimativas para 2021 e as previsões para 2022.

Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia elétrica em Portugal continental por mercado e nível de tensão



### PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

De acordo com o prazo regulamentar estabelecido, em junho de 2021 a REN, a E-Redes e a SU Eletricidade enviaram as estimativas e as previsões de consumo e do número de consumidores para os anos de 2021 e 2022, respetivamente. Na sequência da análise à informação enviada pelos dois operadores de redes, verificou-se que ao nível do consumo referido à emissão<sup>1</sup> as previsões têm diferenças de 188 e 108 GWh para o ano de 2021 e para 2022, respetivamente, sendo que as previsões da REN são superiores às da E-Redes nos dois anos.

Na previsão de procura disponibilizada mais recentemente pela REN<sup>2</sup>, verifica-se que o consumo referido à emissão acumulado até ao final de agosto de 2021 se situa 2% acima do ocorrido no período homólogo de 2020 e que a atual previsão deste operador para consumo em 2021 é de um crescimento inferior ao ocorrido até ao final de agosto, de 1,5%.

<sup>1</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>2</sup> REN, “Previsão do consumo de energia elétrica – setembro 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 ERSE considerou os seguintes pressupostos na definição da procura de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2022:

- Para a definição do nível de consumo em 2021, a ERSE assumiu os valores reais acumulados de janeiro a agosto de 2021, enviados à ERSE pela E-Redes no âmbito da monitorização contínua do impacto da COVID-19 no consumo de energia elétrica. Para os restantes meses do ano, foi assumida uma variação de 1,1% face aos valores mensais reais de 2020, baseada na taxa anual de crescimento prevista pela E-Redes.
- Para o nível de consumo de 2022, a ERSE assumiu a taxa de evolução do consumo referido à emissão de 2021 para 2022 prevista no cenário superior da análise realizada no Parecer do PDIRT-E 2021, por sua vez baseado nas previsões do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA).
- Para 2022, a estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão é a apresentada pela E-Redes na sua previsão. Para o ano de 2021 a estrutura por nível de tensão é a real para os primeiros 8 meses do ano e para o período de setembro a dezembro resulta da aplicação da taxa 1,1% aos consumos, por nível de tensão, do período homólogo de 2020.
- As taxas de perdas nas redes de distribuição são as previstas pela E-Redes, 9,42% e 9,50%, respetivamente para 2021 e 2022<sup>3</sup>.
- A taxa de perdas da rede de transporte<sup>4</sup> para 2021 é de 1,40%, igual ao valor previsional da REN, e para 2022 é de 1,51%, igual à média da taxa de perdas da rede de transporte ocorrida entre 2018 e 2020.
- Adoção do número total de consumidores por nível de tensão previsto pela E-Redes para 2021 e 2022.
- Estimativa das quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão para 2021 e 2022, em consonância com os dados reais mais recentes do ano 2021 e com o quadro legal para a extinção das tarifas transitórias.

---

<sup>3</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>4</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.

- Previsão dos fornecimentos e número de consumidores do CUR e dos comercializadores do mercado livre por nível de tensão nos anos de 2021 e 2022, 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 45 077 GWh para 2021, que corresponde a um acréscimo de 2,3% face aos fornecimentos de 2020, e de 45 515 GWh para 2022, que é 1,0% superior à estimativa de 2021.
- Em consumo referido à emissão de 49 810 GWh para 2021, que corresponde a um crescimento de 2,0% em relação ao ocorrido em 2020, e de 50 378 GWh para 2022, que reflete um acréscimo de 1,1% face ao valor estimado para o ano de 2021.

O balanço de energia elétrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas do ano de 2022, é apresentado no Quadro 2-4, no Quadro 2-5 e no Quadro 2-6.

#### **CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO**

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa sugerem uma recuperação em 2021 e uma perspetiva de continuidade com uma evolução positiva também em 2022. No capítulo 2 do documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2022” da ERSE é feita uma análise detalhada da economia portuguesa, bem como das suas perspetivas futuras.

No passado, existia uma forte correlação entre a evolução da atividade económica, medida pela variação do PIB português, e o consumo de energia elétrica, uma vez que, de uma forma geral, as tendências de evolução de ambas as variáveis eram bastante aproximadas. No entanto, nos últimos anos, em que o contexto macroeconómico foi excepcional, esta correlação entre a atividade económica e o consumo de energia elétrica sofreu alterações, comprovando que quando há mudanças dos ciclos económicos ou momentos de crise que afetam a economia portuguesa, o comportamento desta correlação é afetado.

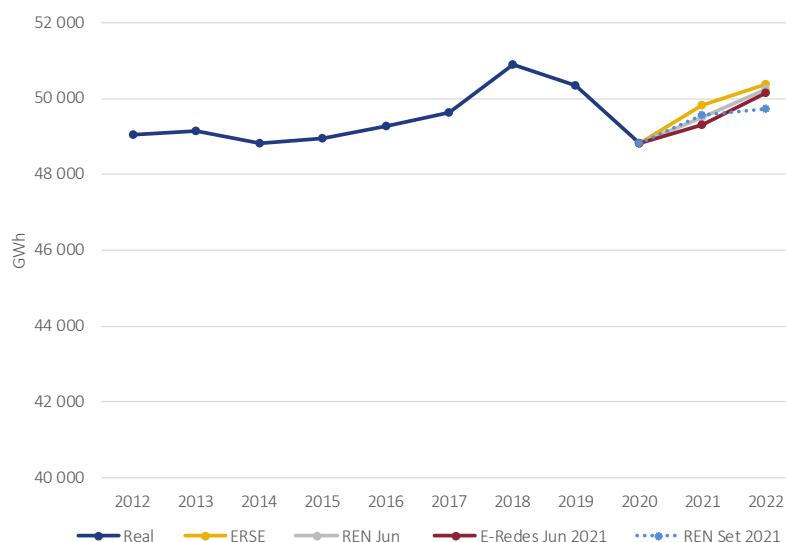
O Quadro 2-4 e a Figura 2-2 sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da E-Redes.

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

		Unidade: GWh					
		2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Real</b>		49 637	50 898	50 340	48 812		
	(Variação média anual)	0,7%	2,5%	-1,1%	-3,0%		
<b>Previsões para Tarifas 2022</b>							
	REN - Junho 2021					49 505	50 243
	(Variação média anual)					1,4%	1,5%
	E-Redes - Junho 2021 [1]					49 317	50 135
	(Variação média anual)					1,0%	1,7%
	REN - previsão Setembro 2021					49 550	49 725
	(Variação média anual)					1,5%	0,4%
<b>ERSE</b>						<b>49 810</b>	<b>50 378</b>
						2,0%	1,1%

[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 2021 e as previsões para 2022 das entregas de eletricidade por nível de tensão a clientes ligados à rede pública, que foram considerados pela ERSE no cálculo tarifário de 2022, 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 2021		ERSE Tarifas 2022		Diferenças ERSE - E-Redes	
	2019	2020	2021	2022	2021	2022	2021	2022
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO<sup>1</sup></b>	<b>49 805</b>	<b>48 245</b>	<b>48 610</b>	<b>49 497</b>	<b>49 165</b>	<b>49 688</b>	<b>555</b>	<b>191</b>
- Bombagem abastecida pela RND	33	22	25	25	25	25	0	0
- Consumos ilícitos recuperados na RND	57	48	44	60	44	60	0	0
- Perdas na rede de Distribuição	4 117	4 091	3 978	4 072	4 020	4 088	42	16
(Perdas/Fornecimentos)	9,51%	9,82%	9,42%	9,48%	9,42%	9,50%		
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO CUR E A CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO</b>	<b>45 599</b>	<b>44 083</b>	<b>44 564</b>	<b>45 340</b>	<b>45 077</b>	<b>45 515</b>	<b>514</b>	<b>175</b>
(Variação média anual)	-1,0%	-3,3%	1,1%	1,7%	2,3%	1,0%		
BT	21 297	20 962	21 053	21 139	21 524	21 247	471	108
(Variação média anual)	-1,8%	-1,6%	0,4%	0,4%	2,7%	-1,3%		
MT	14 923	13 909	14 321	14 850	14 270	14 907	-50	57
(Variação média anual)	-0,4%	-6,8%	3,0%	3,7%	2,6%	4,5%		
AT	7 085	6 807	6 805	6 866	6 867	6 893	63	27
(Variação média anual)	0,6%	-3,9%	0,0%	0,9%	0,9%	0,4%		
MAT	2 293	2 406	2 385	2 485	2 416	2 468	30	-17
(Variação média anual)	-1,9%	4,9%	-0,8%	4,2%	0,4%	2,2%		

<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 2022 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 2021		ERSE Tarifas 2022		Diferenças ERSE - SU Eletricidade	
	2019	2020	2021	2022	2021	2022	2021	2022
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-19 533	-18 781	-19 302	-20 189	-19 677	-20 333	-375	-144
+ Produção em regime especial	22 620	21 584	21 893	22 573	22 256	22 573	364	0
<b>= Total das Aquisições do CUR</b>	<b>3 088</b>	<b>2 804</b>	<b>2 590</b>	<b>2 384</b>	<b>2 579</b>	<b>2 240</b>	<b>-11</b>	<b>-144</b>
- Perdas na rede de Distribuição	385	345	350	327	289	276	-61	-51
(perdas/fornecimentos)	14,5%	14,3%	15,6%	15,9%	12,8%	14,3%	-2,8%	-1,6%
- Perdas na rede de Transporte	45	46	0	0	36	34	36	34
(perdas/fornecimentos)	1,7%	1,9%	0,0%	0,0%	1,6%	1,8%	1,6%	1,8%
<b>= Total dos Fornecimentos do CUR</b>	<b>2 658</b>	<b>2 413</b>	<b>2 241</b>	<b>2 057</b>	<b>2 254</b>	<b>1 930</b>	<b>13</b>	<b>-127</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, e até de 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022 para fornecimentos de eletricidade em MT e BTE, respetivamente, vão vigorar 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 projeção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o ano de 2021 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 e a evolução previsional quer do número de clientes, quer do consumo realizado em mercado livre que aqui se apresenta, parte do pressuposto que ocorrerá uma passagem gradual, mas mais intensa, dos clientes nos limiares de extinção da tarifa transitória para mercado, bem como uma adesão relativamente linear dos clientes em BTN ao mercado livre.

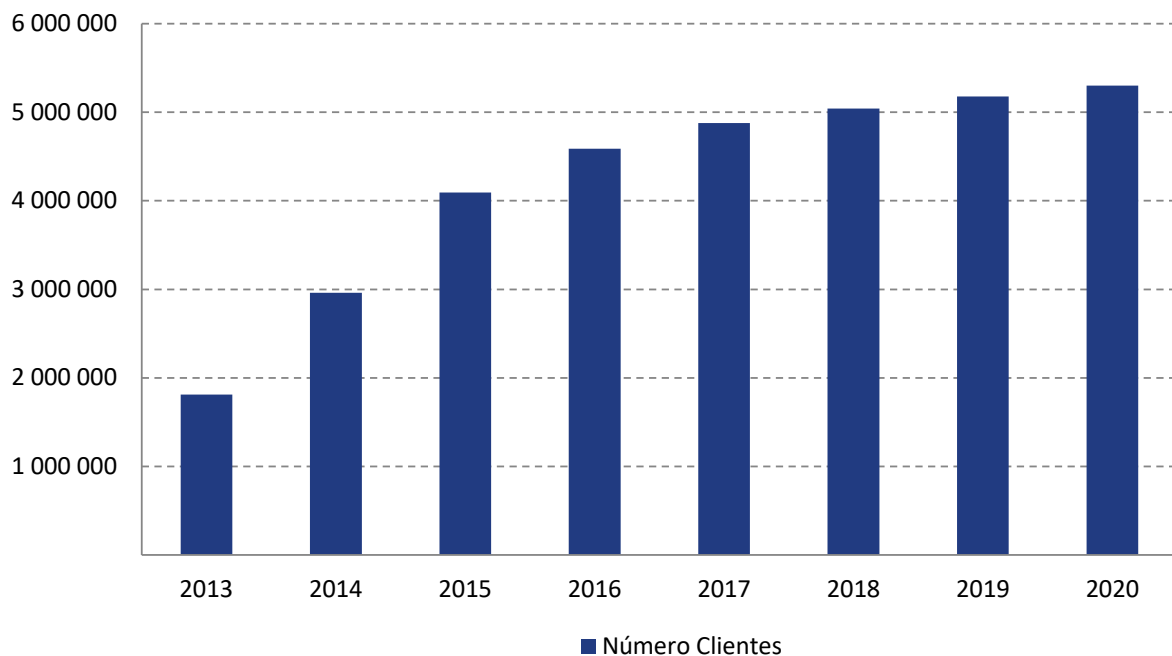
Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2020, cerca de 5,3 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento de cerca de 2,4% face a 2019. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, 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 2020 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado<sup>5</sup> de cerca de 42,5 TWh, valor cerca de 1,6% inferior ao observado em 2019.

No final do mês de setembro de 2021, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 5 439 716, representando o seu consumo cerca de 95% do consumo total.

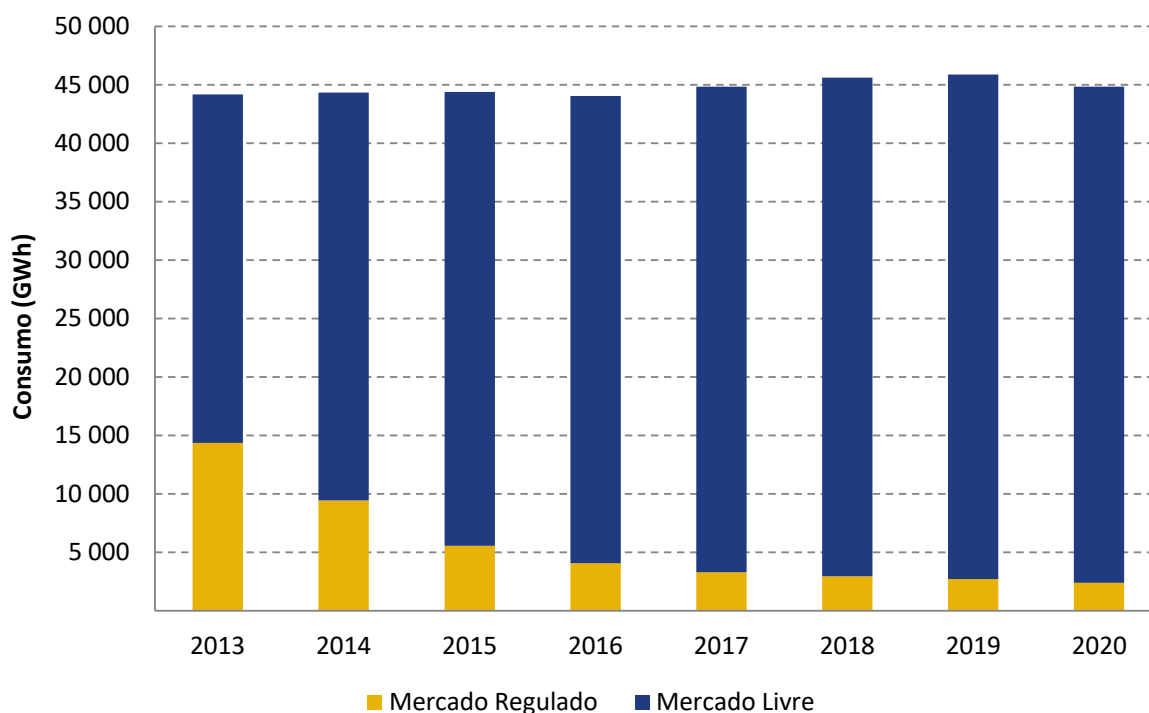
A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2013 consta da Figura 2-3. Por outro lado, a Figura 2-4 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado livre, desde 2013, de forma cumulativa ao consumo no mercado regulado.

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



<sup>5</sup> Consumo anualizado corresponde ao valor de consumo que o número de consumidores em mercado livre verificaria no período de um ano.

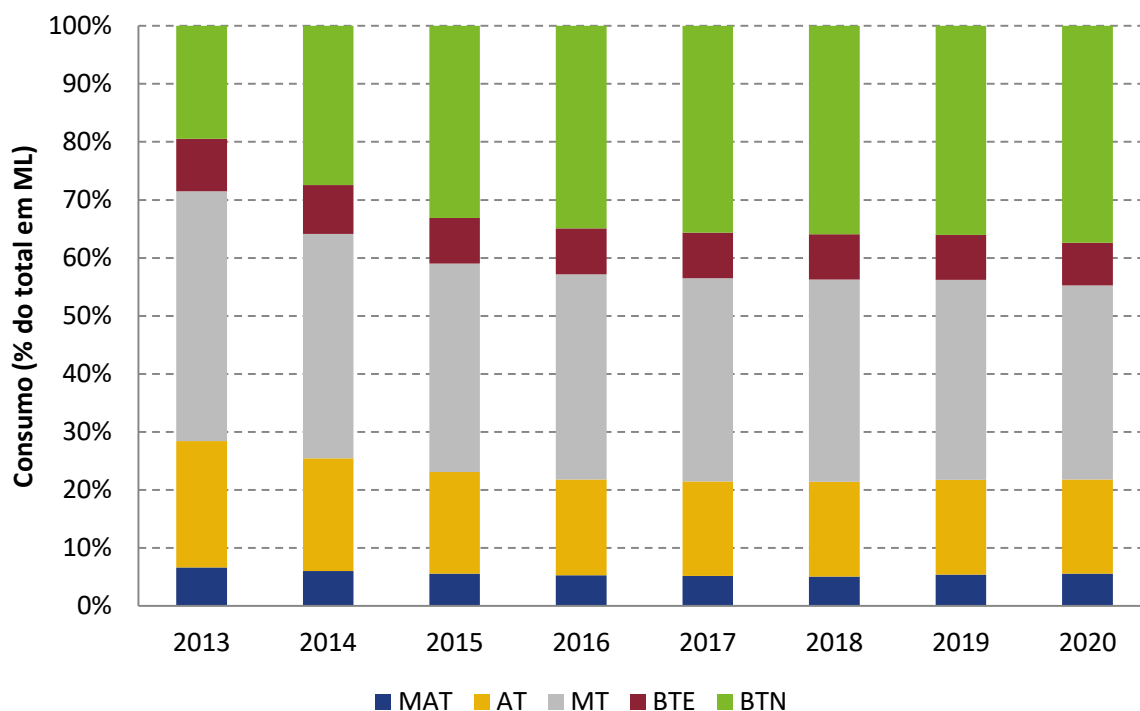
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



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, refira-se que desde o início de 2018 que é possível aos consumidores estabelecer um contrato com o comercializador de último recurso.

Por seu lado, a estrutura do consumo atribuído a mercado livre, apresentada na Figura 2-5, demonstra que, em 2013, parte substancial dos consumos era atribuível a clientes de AT e MT. Todavia, com a extinção das tarifas para clientes BTN, é notória, a partir desse ano, a intensificação da migração para mercado de clientes em BTN, facto que vem 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 5,4 milhões clientes em 2021 e cerca de 5,5 milhões em 2022. No que respeita às estimativas de consumo para 2021 e 2022, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 95,0% e 95,6% do consumo total. Em 2021, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual dos clientes de maior consumo individual devido, por um lado, à extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais e, por outro, pela diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado. Embora este facto contribua para o ritmo de entrada dos clientes em BTN no mercado livre desde o final de 2012, a possibilidade de regresso ao mercado regulado, desde janeiro de 2018, a consequente redução do impacto da passagem de clientes do mercado regulado para o mercado livre, é expectável que haja uma redução do ritmo de crescimento apresentado por este segmento de clientes no mercado livre. Decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado anteriormente mencionado, refira-se que, entre janeiro de 2018 e setembro de 2021, regressaram 18 292 clientes ao mercado regulado.

Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2021 e 2022

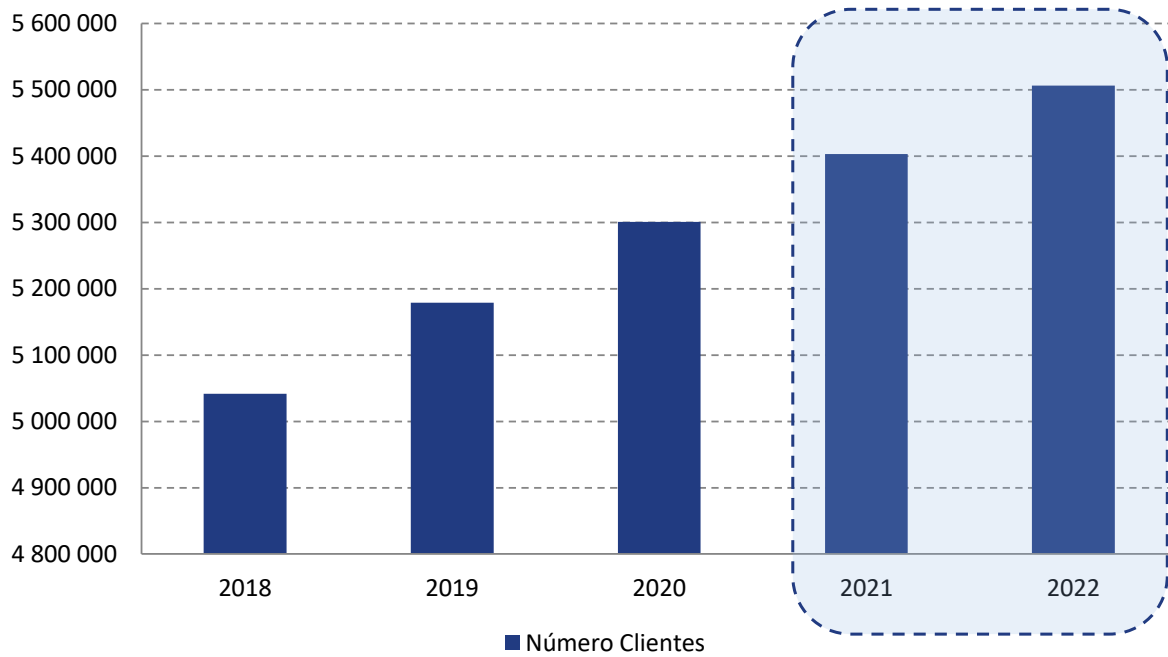
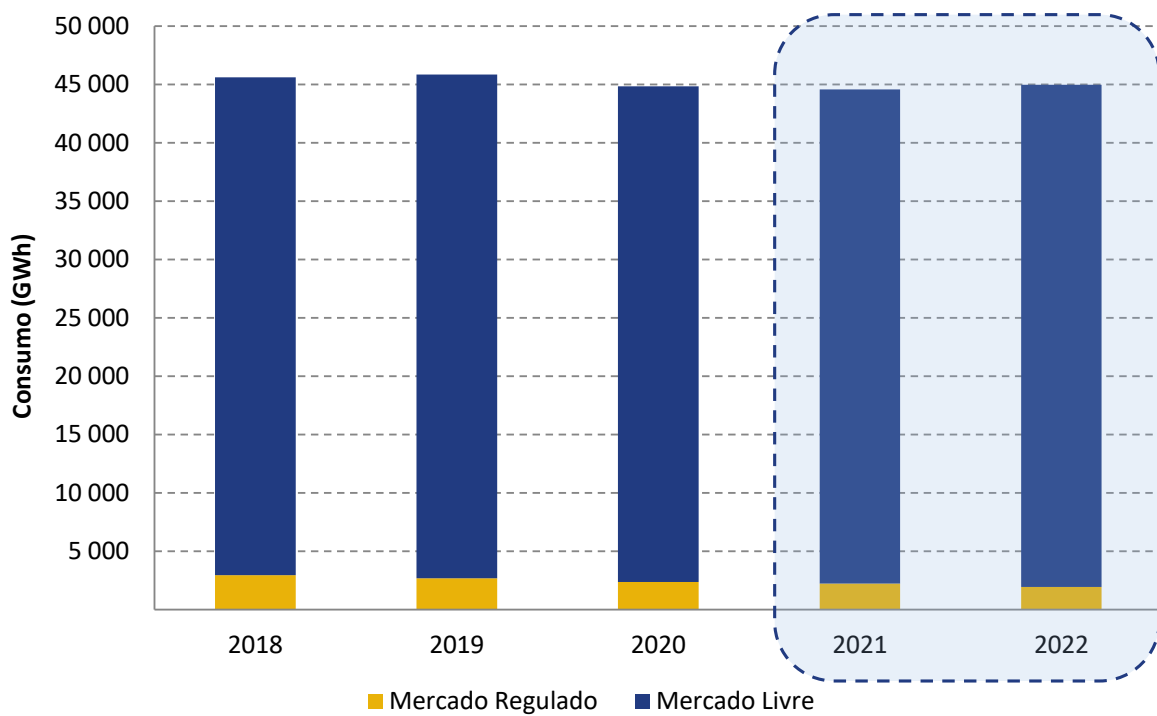


Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2021 e 2022



## 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 2020, a estimativa para 2021 e a previsão para 2022. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais se prevê um crescimento do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2021 e em 2022. A estimativa e previsão de crescimento para 2021 e 2022 assenta no atenuar do impacto da pandemia do COVID-19, que tem por base os valores reais dos primeiros meses de 2021 e uma retoma do consumo para 2022. Tal como no ano anterior, a EDA aplicou um fator de retoma do consumo diferenciando o sector doméstico, que se prevê ter uma recuperação dos consumos mais acentuada, dos restantes sectores, para os quais se prevê uma retoma do consumo mais gradual e menos imediata.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2019 e 2020, a estimativa para 2021 e a previsão para 2022 da EDA, que foram aceites integralmente pela ERSE para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2022.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

RUBRICAS	Unidade: MWh			
	Real		Proposta EDA/ Valores adoptados pela ERSE	
	2019	2020	Estimativa 2021	Tarifas 2022
<b>EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>793 491</b>	<b>769 173</b>	<b>786 911</b>	<b>799 583</b>
(Variação média anual)	-0,2%	-3,1%	2,3%	1,6%
- Perdas nas redes	50 114	49 762	50 806	51 185
(perdas/fornecimentos)	6,8%	6,9%	6,9%	6,9%
- Consumos Próprios <sup>1</sup>	1 851	1 850	1 898	1 857
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>741 526</b>	<b>717 562</b>	<b>734 207</b>	<b>746 541</b>
(Variação média anual)	-0,1%	-3,2%	2,3%	1,7%
BT	458 492	451 990	457 189	462 005
(Variação média anual)	0,6%	-1,4%	1,2%	1,1%
MT	283 035	265 572	277 017	284 536
(Variação média anual)	-1,3%	-6,2%	4,3%	2,7%

<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 2020, estimativas para 2021 e previsões para

2022. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais em 2021 e 2022 se deverá registar um crescimento do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira relativamente ao ocorrido em 2020. Esta previsão é suportada pela recuperação que se perspetiva nos consumos em 2020 e início de 2021, após o impacto da pandemia da COVID-19 no consumo de energia elétrica nesta região autónoma. De acordo com a EEM, os dados reais acumulados do consumo mais recentes confirmam uma recuperação em 2021. Para 2022, a EEM antevê, também, um crescimento do consumo, sendo este mais acentuado que o estimado para 2021, apesar de não refletir uma recuperação total, uma vez que o valor dos fornecimentos fica 2% abaixo do valor registado em 2019.

O Quadro 2-8 sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma da Madeira que a ERSE decidiu aceitar integralmente na determinação dos proveitos permitidos e das tarifas para 2022.

**Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM**

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM/ Valores adoptados pela ERSE	
	2019	2020	Estimativa 2021	Tarifas 2022
<b>EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>881 990</b>	<b>818 006</b>	<b>835 292</b>	<b>864 617</b>
(Variação média anual)	2,1%	-7,3%	2,1%	3,5%
- Perdas nas redes	72 447	66 221	67 533	69 908
(perdas/fornecimentos)	9,0%	8,8%	8,8%	8,8%
- Consumos Próprios <sup>1</sup>	1 106	1 120	1 145	1 185
	-0,1%	1,3%	2,2%	3,5%
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>808 436</b>	<b>750 664</b>	<b>766 614</b>	<b>793 524</b>
(Variação média anual)	2,2%	-7,1%	2,1%	3,5%
BT	582 957	558 084	564 405	575 138
(Variação média anual)	-0,1%	-4,3%	1,1%	1,9%
MT	225 479	192 580	202 209	218 386
(Variação média anual)	8,4%	-14,6%	5,0%	8,0%

<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 elétrica verificados em 2020 (2020R) e previstos nas tarifas para 2021 (2021T) e nas tarifas para 2022 (2022T), em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

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

2020 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	0	0,0%	2 406	5,8%	0	0,0%	0	0,0%	2 406	5,3%	0	0,0%	75	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	75	0,0%
AT	56	2,3%	6 751	16,2%	0	0,0%	0	0,0%	6 807	14,9%	2	0,0%	317	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	319	0,0%
MT	63	2,6%	13 845	33,2%	266	37,0%	193	25,7%	14 367	31,5%	577	0,1%	24 480	0,5%	757	0,6%	327	0,2%	26 141	0,4%
BT	2 293	95,1%	18 669	44,8%	452	63,0%	558	74,3%	21 972	48,2%	999 246	99,9%	5 265 218	99,5%	126 132	99,4%	140 850	99,8%	6 531 446	99,6%
BTE	59	2,4%	2 860	6,9%	55	7,7%	125	16,6%	3 099	6,8%	1 208	0,1%	36 122	0,7%	737	0,6%	1 236	0,9%	39 302	0,6%
BTN > 20.7 kVA	112	4,6%	1 588	3,8%	42	5,8%	49	6,6%	1 791	3,9%	5 590	0,6%	61 896	1,2%	1 732	1,4%	2 343	1,7%	71 562	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 086	86,5%	14 132	33,9%	353	49,3%	380	50,6%	16 951	37,2%	863 876	86,4%	4 951 963	93,6%	119 768	94,4%	133 204	94,4%	6 068 812	92,5%
BTN <= 2.3 kVA	37	1,5%	88	0,2%	2	0,2%	4	0,5%	131	0,3%	128 572	12,9%	215 237	4,1%	3 895	3,1%	4 067	2,9%	351 771	5,4%
<b>TOTAL</b>	<b>2 413</b>	<b>100,0%</b>	<b>41 671</b>	<b>100,0%</b>	<b>718</b>	<b>100,0%</b>	<b>751</b>	<b>100,0%</b>	<b>45 551</b>	<b>100,0%</b>	<b>999 825</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 290 090</b>	<b>100,0%</b>	<b>126 889</b>	<b>100,0%</b>	<b>141 177</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 557 981</b>	<b>100,0%</b>

2021 Tarifas	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2 436	5,6%	0	0,0%	0	0,0%	2 436	5,2%	0	0,0%	75	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	75	0,0%
AT	0	0,0%	7 034	16,2%	0	0,0%	0	0,0%	7 034	14,9%	0	0,0%	321	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	321	0,0%
MT	82	3,8%	14 541	33,5%	263	38,4%	218	27,5%	15 103	32,1%	278	0,0%	24 827	0,5%	760	0,6%	321	0,2%	26 186	0,4%
BT	2 059	96,2%	19 447	44,7%	421	61,6%	573	72,5%	22 500	47,8%	907 209	100,0%	5 366 072	99,5%	125 418	99,4%	139 824	99,8%	6 538 523	99,6%
BTE	29	1,3%	3 164	7,3%	56	8,2%	138	17,4%	3 386	7,2%	564	0,1%	35 966	0,7%	728	0,6%	1 222	0,9%	38 480	0,6%
BTN > 20.7 kVA	115	5,4%	1 865	4,3%	42	6,2%	61	7,7%	2 084	4,4%	5 434	0,6%	62 239	1,2%	1 727	1,4%	2 339	1,7%	71 740	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	1 884	88,0%	14 320	33,0%	321	46,9%	370	46,8%	16 894	35,9%	786 758	86,7%	5 026 617	93,2%	118 975	94,3%	132 188	94,3%	6 064 538	92,4%
BTN <= 2.3 kVA	31	1,5%	98	0,2%	2	0,2%	4	0,5%	135	0,3%	114 452	12,6%	241 250	4,5%	3 988	3,2%	4 074	2,9%	363 765	5,5%
<b>TOTAL</b>	<b>2 141</b>	<b>100,0%</b>	<b>43 458</b>	<b>100,0%</b>	<b>684</b>	<b>100,0%</b>	<b>790</b>	<b>100,0%</b>	<b>47 073</b>	<b>100,0%</b>	<b>907 487</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 391 294</b>	<b>100,0%</b>	<b>126 178</b>	<b>100,0%</b>	<b>140 144</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 565 104</b>	<b>100,0%</b>

2022 Tarifas	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	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>



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

A tarifa por atividade do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) é aplicada pelo 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	773 691
AT	1 527 786
MT	6 480 475
BTE	2 239 930
BTN	38 531 287



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

### 4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

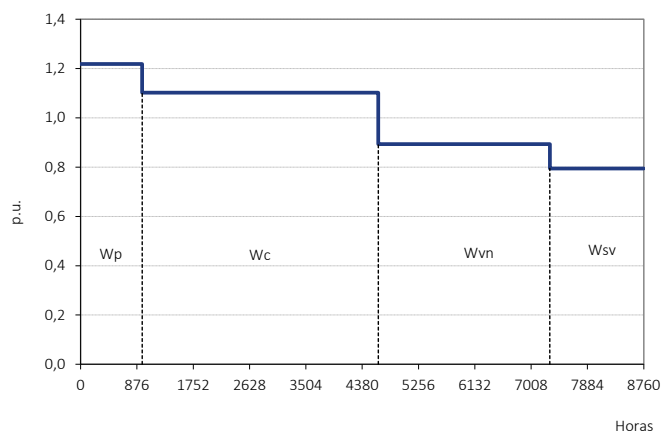
O Quadro 4-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em AT e MT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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	6 614 767
	Horas cheias	22 972 647
	Horas de vazio normal	13 521 188
	Horas de super vazio	6 579 088

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	5 672

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**

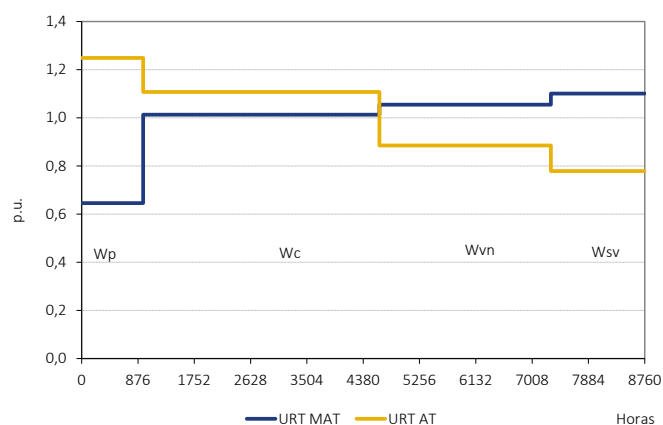
USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	172 166
	Contratada	773 691
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	110 576
	Horas cheias	534 229
	Horas de vazio normal	414 524
	Horas de super vazio	238 611
Períodos II, III	Horas de ponta	63 416
	Horas cheias	514 463
	Horas de vazio normal	378 416
	Horas de super vazio	214 105
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	20 667 522
	Capacitiva	48 614 931

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	6 431 929
	Contratada	8 754 029
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 206 289
	Horas cheias	10 895 666
	Horas de vazio normal	6 751 174
	Horas de super vazio	3 164 470
Períodos II, III	Horas de ponta	2 234 487
	Horas cheias	11 028 289
	Horas de vazio normal	5 977 074
	Horas de super vazio	2 961 903
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	36 915 285
	Capacitiva	166 142 199

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

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

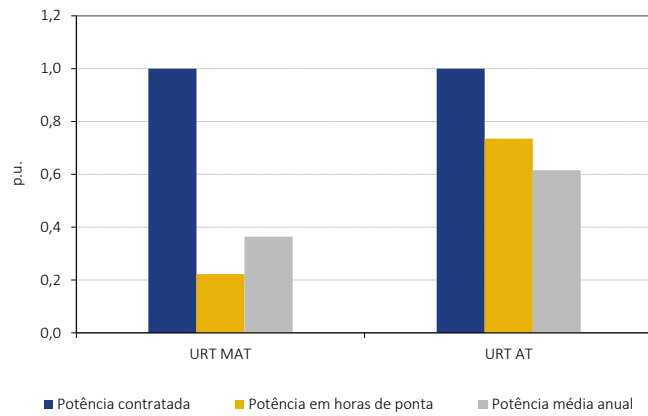


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	282	5 390

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

Na Figura 4-3 comparam-se a potência média anual com a potência contratada e a potência em horas de ponta consideradas na determinação das tarifas de URT<sub>MAT</sub> e de URT<sub>AT</sub>.

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



Potência de base [MW/mês]	URT MAT	URT AT
Potência contratada	774	8 754

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 as tarifas por atividade do Operador Logístico de Mudança de Comercializador de cada nível de tensão.

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 2022 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	2 468	5,4%	73	0,0%
AT	6 893	15,1%	330	0,0%
MT	14 907	32,8%	25 165	0,4%
BT	21 247	46,7%	6 349 937	99,6%
BTE	3 204	15,1%	38 642	0,6%
BTN	18 043	84,9%	6 311 295	99,4%
<b>Total</b>	<b>45 515</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 375 505</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>6</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 URT na sua aplicação em AT, MT e BT ( $\delta_{MAT}$ ), (ii) para a tarifa de URDAT na sua aplicação aos consumos em MT e BT ( $\delta_{AT}$ ) e (iii) para a tarifa de URDMT 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>7</sup>:  $1+\delta_i=(1/s_i)$ .

Tendo em vista o início de um novo período de regulação, realizou-se uma análise para verificar a adequabilidade dos coeficientes de simultaneidade adotados nas tarifas do período de regulação 2018-2021. Para tal, foram avaliados os trânsitos de energia nas redes de transporte e distribuição. Mais concretamente, tendo em conta a informação utilizada no âmbito do projeto-piloto sobre o aperfeiçoamento das tarifas de acesso às redes em MAT, AT e MT em Portugal continental <sup>8</sup>, foi possível determinar as variáveis de potência em horas de ponta e de potência contratada, numa ótica de agregação nas redes de transporte e distribuição <sup>9</sup>. Dividindo a potência em horas de ponta pela potência contratada obteve-se o fator de simultaneidade nas redes de transporte e distribuição.

---

<sup>6</sup> Artigos 168.º e 169.º do [Regulamento n.º 785/2021](#), de 23 de agosto.

<sup>7</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:  $P_{php}=(1+\delta_i)\times P_{pc}$ .

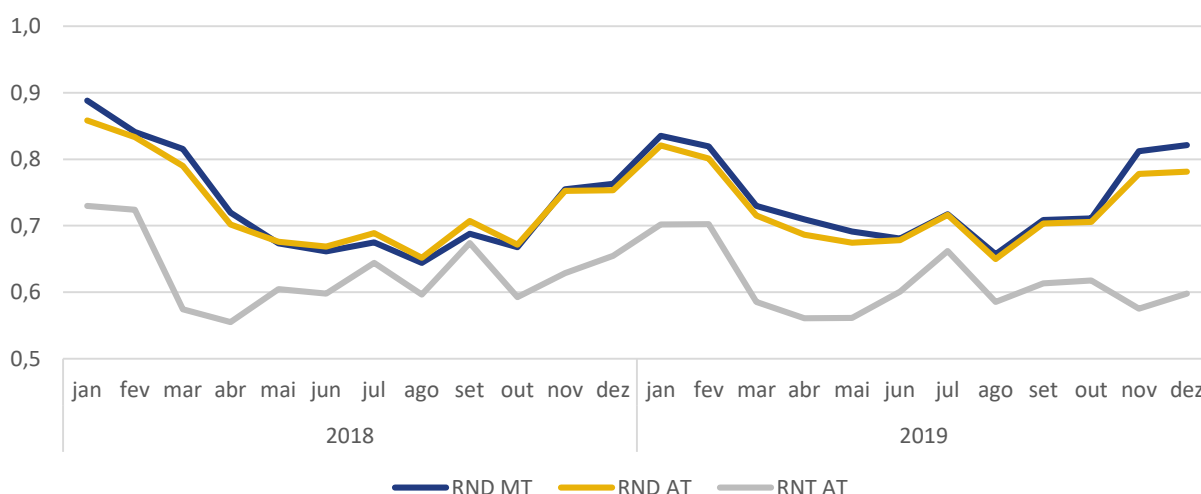
<sup>8</sup> Ver "[Projeto-piloto de aperfeiçoamento das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental - Relatório de Análise](#)", ERSE (maio 2021).

<sup>9</sup> De referir que esta análise considera os trânsitos de energia na rede, e não apenas os consumos de clientes. Isto significa que o impacto da geração distribuída nos trânsitos de energia na rede foi tido em conta.



A Figura 5-2 mostra a evolução mensal do fator de simultaneidade à saída da Rede Nacional de Transporte em AT (RNT AT), à saída da Rede Nacional de Distribuição em AT (RND AT) e à saída da Rede Nacional de Distribuição em MT (RND MT).

Figura 5-1 - Fator de simultaneidade à saída das redes de transporte e distribuição



Nota: O fator de simultaneidade é obtido pela divisão entre a potência em horas de ponta pela potência contratada.

Fonte: Cálculos ERSE.

A média do período de 2018-2019 para os três fatores de simultaneidade é de 0,623 (RNT AT), de 0,728 (RND AT) e de 0,737 (RND MT). Uma vez que historicamente a ERSE tem utilizado um fator de simultaneidade uniforme nos vários níveis de tensão, determinou-se a média simples destes três valores para o período de 2018-2019, resultando assim num fator de simultaneidade de  $s_i=0,696$ . Este valor compara com um valor de  $s_i=0,700$  utilizado no período de regulação de 2018-2021.

Tendo em conta o disposto no Regulamento Tarifário, o coeficiente de simultaneidade<sup>10</sup> a adotar nas metodologias de cálculo das tarifas URT, URDAT e URDMT é igual a  $\delta_i=0,437$ , para os vários níveis de tensão (i=MAT, AT e MT), como se mostra no Quadro 5-2.

<sup>10</sup> De relembrar que o coeficiente de simultaneidade  $\delta_i$  se relaciona com o fator de simultaneidade  $s_i$  da seguinte forma:  $1+\delta_i=(1/s_i)$ .

Quadro 5-2 - Coeficientes de simultaneidade

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

## 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

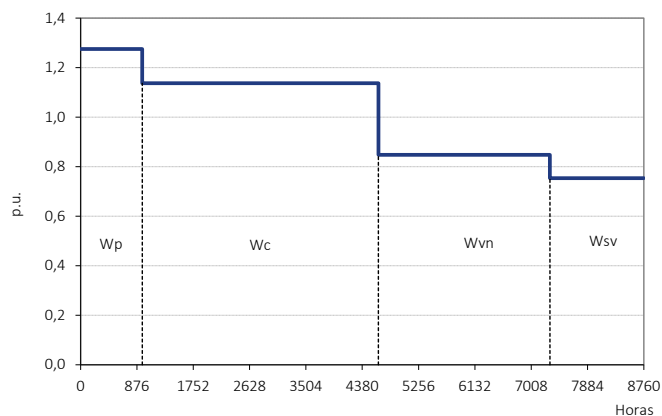
USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência contratada		(kW)
MAT		773 691
AT		1 527 786
MT		6 480 475
BTE		2 239 930
BTN >		2 372 955
BTN <		36 158 332
Energia ativa		(MWh)
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 184 975
	Horas cheias	21 504 930
	Horas de vazio normal	11 903 811
	Horas de super vazio	5 921 714
MAT		2 468 340
AT		6 892 666
MT		14 907 080
BTE		3 204 125
BTN >		1 702 838
BTN <		16 340 380

Na Figura 5-2 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 5-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS



Potência de base [MW]	UGS
Potência média anual	5 659

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	172 166
	Contratada	773 691
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	110 576
	Horas cheias	534 229
	Horas de vazio normal	414 524
	Horas de super vazio	238 611
Períodos II, III	Horas de ponta	63 416
	Horas cheias	514 463
	Horas de vazio normal	378 416
	Horas de super vazio	214 105
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	20 667 522
	Capacitiva	48 614 931

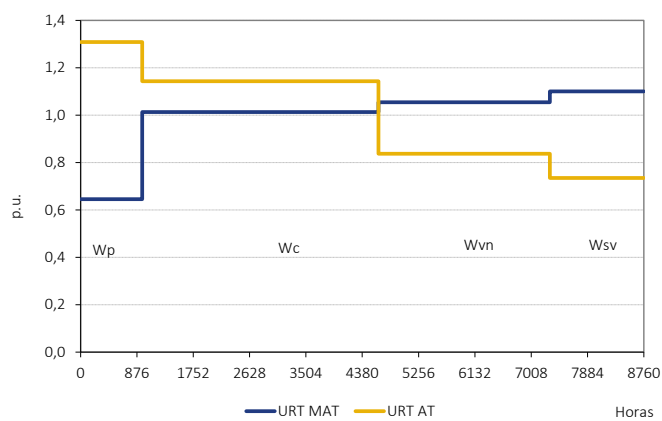
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de 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	6 700 670
	Contratada	9 627 399
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 190 542
	Horas cheias	11 199 057
	Horas de vazio normal	6 232 391
	Horas de super vazio	2 933 399
Períodos II, III	Horas de ponta	2 543 662
	Horas cheias	11 393 315
	Horas de vazio normal	5 787 154
	Horas de super vazio	2 839 214
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	0
	Capacitiva	0

Na Figura 5-3 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 5-3 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT

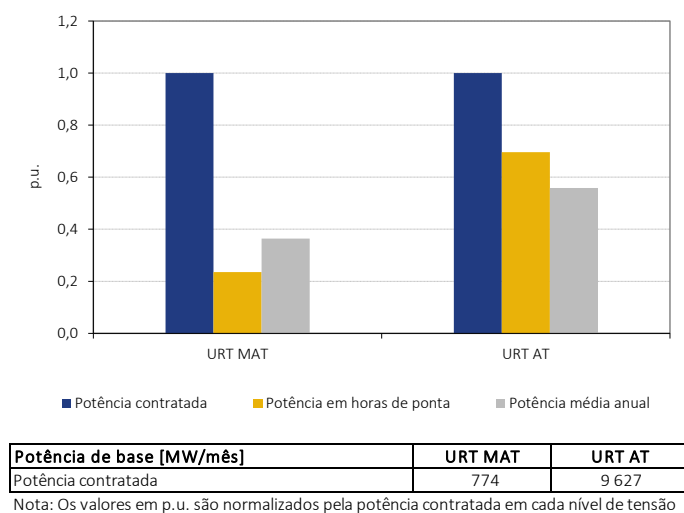


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	282	5 379

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

Na Figura 5-4 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 5-4 - 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	6 587 367
	Contratada	9 892 812
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 119 684
	Horas cheias	11 025 950
	Horas de vazio normal	6 156 664
	Horas de super vazio	2 901 770
Períodos II, III	Horas de ponta	2 500 651
	Horas cheias	11 217 205
	Horas de vazio normal	5 716 836
	Horas de super vazio	2 808 600
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	104 384 138
	Capacitiva	51 577 533

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

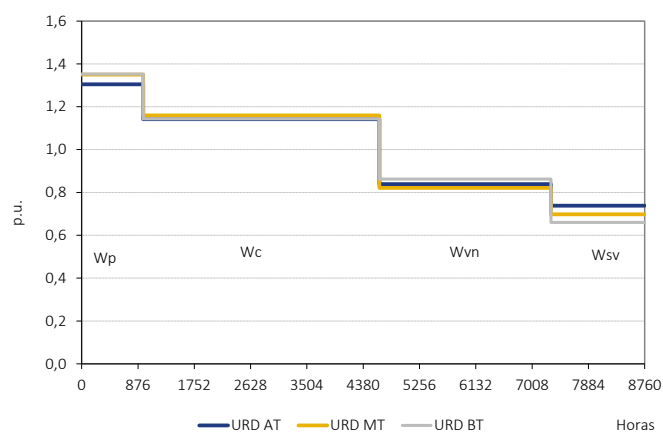
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	5 548 516
	Contratada	11 334 271
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 493 969
	Horas cheias	9 194 963
	Horas de vazio normal	4 936 669
	Horas de super vazio	2 236 494
Períodos II, III	Horas de ponta	2 111 091
	Horas cheias	9 287 094
	Horas de vazio normal	4 572 892
	Horas de super vazio	2 183 792
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	431 519 214
	Capacitiva	141 215 280

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	3 054 192
	Contratada	40 771 217
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 003 770
	Horas cheias	5 144 192
	Horas de vazio normal	2 947 315
	Horas de super vazio	1 183 051
Períodos II, III	Horas de ponta	1 134 993
	Horas cheias	5 046 984
	Horas de vazio normal	2 634 182
	Horas de super vazio	1 152 857
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	175 855 083
	Capacitiva	85 512 409

Na Figura 5-5 apresenta-se o diagrama de carga anual 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 5-5 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD



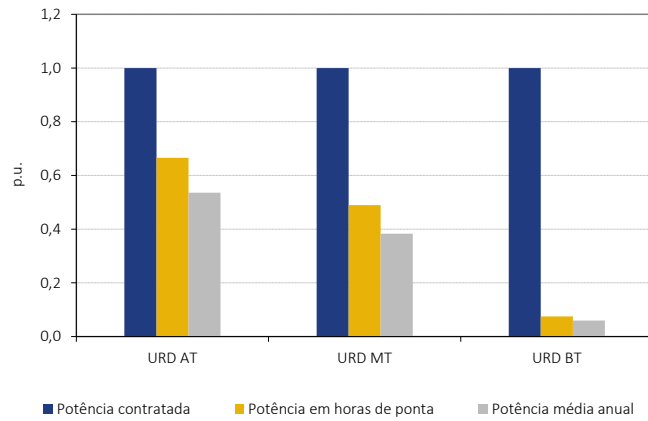
Potência de base [MW]	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual	5 302	4 340	2 425

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

Na Figura 5-6 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 5-6 - 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	9 893	11 334	40 771

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

### 6.1 TARIFA DE ENERGIA

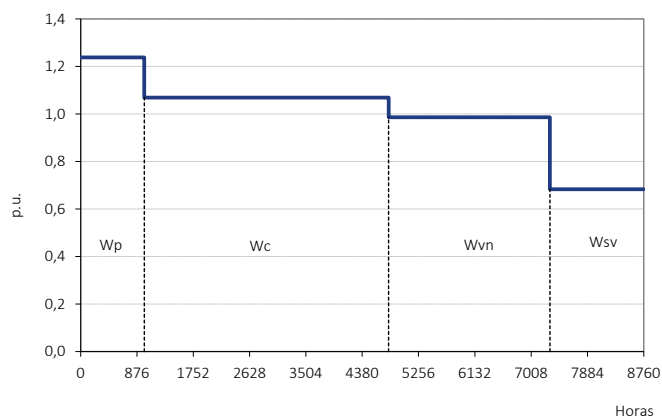
No Quadro 6-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até à saída da 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	201 309
	Horas cheias	513 211
	Horas de vazio normal	328 115
	Horas de super vazio	127 334
Períodos II, III	Horas de ponta	107 143
	Horas cheias	509 457
	Horas de vazio normal	294 602
	Horas de super vazio	123 621

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	252

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)	347
Energia ativa	(MWh)	69 113

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	513
Energia ativa	(MWh)	24 565

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	840 632
Energia ativa	(MWh)	1 836 550



## 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 BTE e 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. Do Quadro 7-2 ao Quadro 7-7 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação.

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 2020, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2022 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)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
BT	1 861	100,0%	841 145	100,0%
BTE	25	1,3%	513	0,1%
BTN	1 837	98,7%	840 632	99,9%
<b>Total</b>	<b>1 861</b>	<b>100,0%</b>	<b>841 145</b>	<b>100,0%</b>

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

Quadro 7-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE			QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)		513
Potência			(kW)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		1 204
	Contratada		3 404
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		2 205
	Contratada		13 769
Energia ativa			(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	795
		Horas cheias	2 186
		Horas de vazio normal	978
		Horas de super vazio	480
	Períodos II, III	Horas de ponta	633
		Horas cheias	2 163
		Horas de vazio normal	978
		Horas de super vazio	479
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	1 605
		Horas cheias	4 228
		Horas de vazio normal	1 637
		Horas de super vazio	917
	Períodos II, III	Horas de ponta	1 225
		Horas cheias	3 720
		Horas de vazio normal	1 600
		Horas de super vazio	940
Energia reativa			(kvarh)
	Indutiva		1 348 225
	Capacitiva		655 597



**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)**

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	22
	34,5	17
	41,4	37
Tarifa de médias utilizações	27,6	1 560
	34,5	1 305
	41,4	1 667
Energia ativa		(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	560
	Horas cheias	1 655
	Horas vazio	1 045
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	16 033
	Horas cheias	43 431
	Horas vazio	27 580

**Quadro 7-4 - 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	28
	34,50	28
	41,40	30
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	125
	Horas cheias	411
	Horas de vazio	347

**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)**

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		307 433	
	4,60		50 278	
	5,75		24 170	
	6,90		168 772	
	10,35		39 627	
	13,80		15 992	
	17,25		5 371	
	20,70		17 868	
	Tarifa bi-horária	1,15		23
		2,30		6
		3,45		12 052
		4,60		5 757
		5,75		3 330
		6,90		24 370
10,35			6 748	
13,80			3 407	
17,25			1 103	
20,70			3 603	
Tarifa tri-horária	1,15		62	
	2,30		15	
	3,45		884	
	4,60		326	
	5,75		176	
	6,90		1 277	
	10,35		370	
	13,80		264	
	17,25		121	
	20,70		557	
Energia ativa			(MWh)	
Tarifa simples			1 221 560	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		125 856	
	Horas de vazio		85 115	
	Horas de ponta		3 087	
Tarifa tri-horária	Horas de cheias		9 138	
	Horas de vazio		7 766	
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		95 350	
	2,30		12 281	
Energia ativa			(MWh)	
Tarifa simples			27 768	

**Quadro 7-6 - 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	6 960
	4,60	270
	5,75	84
	6,90	8 285
	10,35	3 439
	13,80	664
	17,25	150
	20,70	597
Tarifa bi-horária	3,45	15
	4,60	4
	5,75	1
	6,90	88
	10,35	137
	13,80	66
	17,25	24
	20,70	108
Tarifa tri-horária	3,45	8
	4,60	0
	5,75	0
	6,90	123
	10,35	134
	13,80	86
	17,25	3
	20,70	19
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		12 099
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	657
	Horas de vazio	696
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	115
	Horas de cheias	318
	Horas de vazio	295

**Quadro 7-7 - 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		62 486
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	19 209
	Horas cheias	61 899
	Horas de vazio	169 784

## 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 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).

### 7.2.1 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 7-1 apresentam-se os diagramas de carga de BTE, em p.u., discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (BTE LU) e Médias Utilizações (BTE MU).

Na Figura 7-2 compara-se a potência média anual com a potência contratada e a potência médias em horas de ponta, para os clientes em BTE.

Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário e por opção tarifária

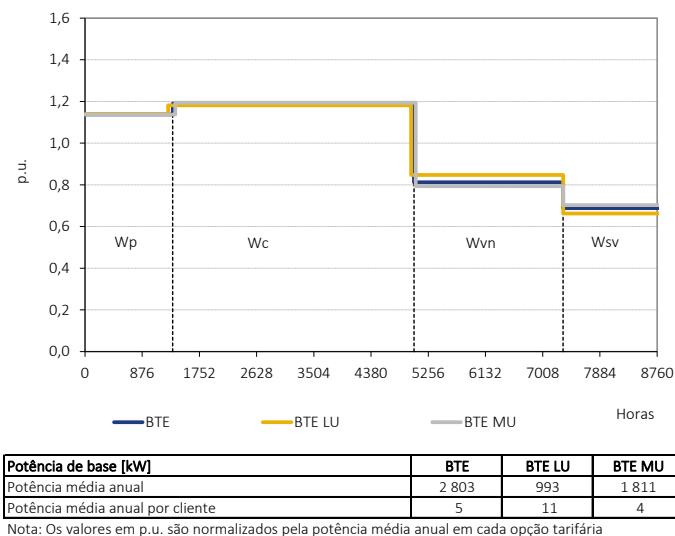
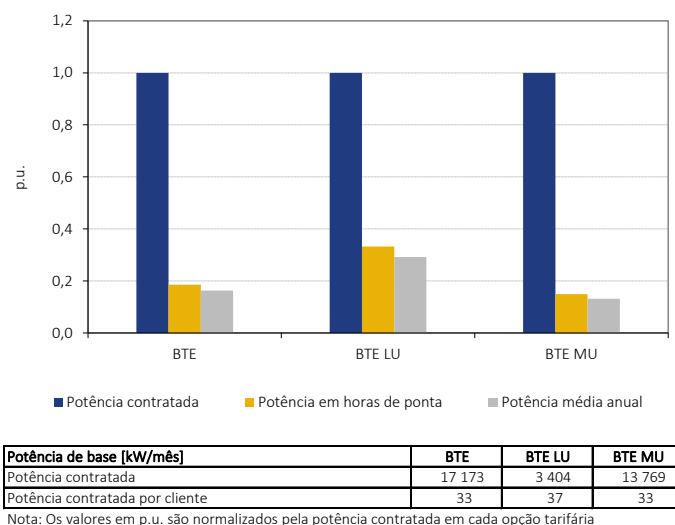


Figura 7-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE

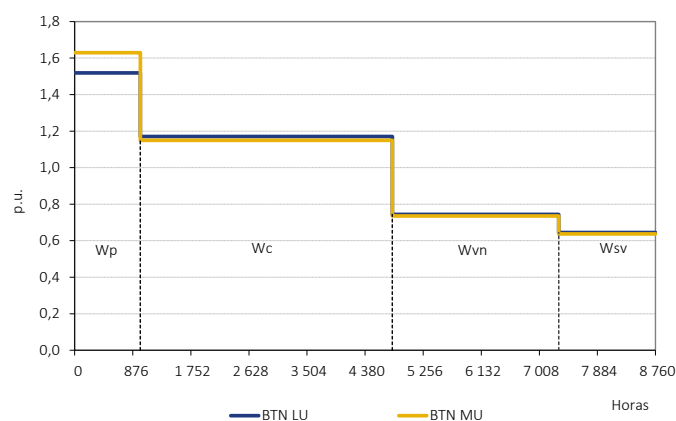


## 7.2.2 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 7-3 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 7-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária

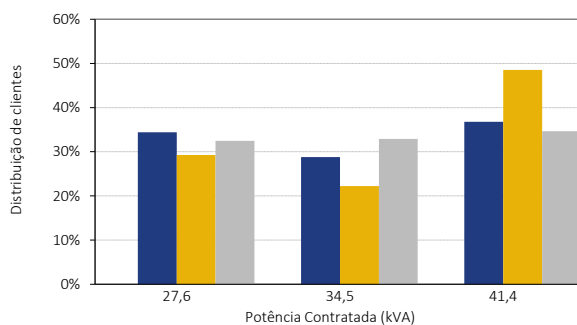


Potência de base [kW]	BTN LU	BTN MU
Potência média anual	372	9 936
Potência média anual por cliente	5	2

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

Na Figura 7-4 e na Figura 7-5 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

Figura 7-4 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)

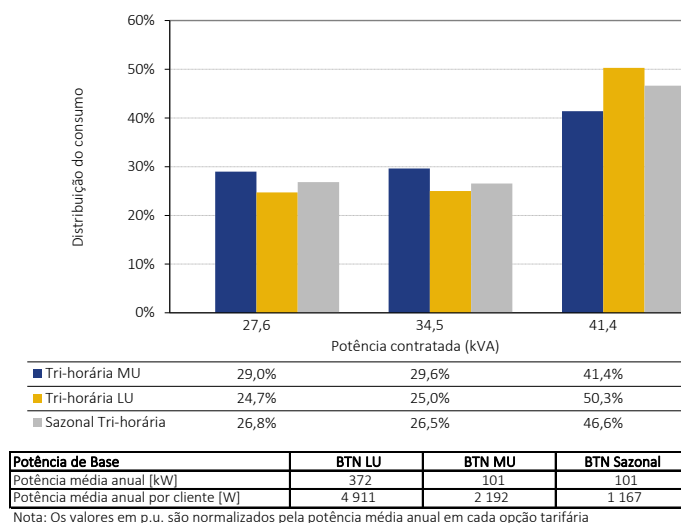


	27,6	34,5	41,4
Tri-horária MU	34,4%	28,8%	36,8%
Tri-horária LU	29,3%	22,2%	48,5%
Sazonal Tri-horária	32,5%	32,9%	34,7%

Número de clientes por opção tarifária	BTN LU	BTN MU	BTN Sazonal
	76	4 533	86

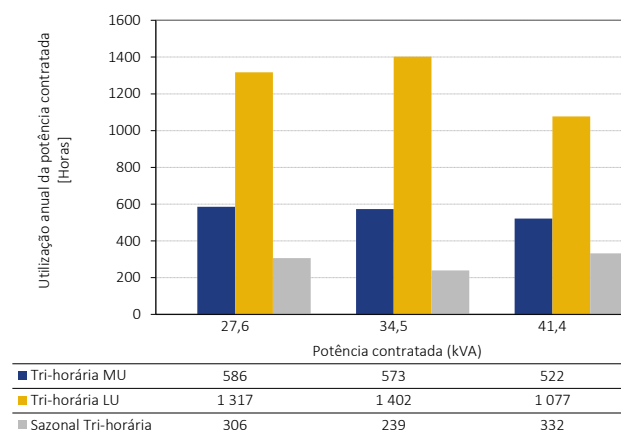
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

Figura 7-5 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Na Figura 7-6 apresenta-se a utilização da potência contratada por opção tarifária e por escalão de potência.

Figura 7-6 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência e (BTN > 20,7 kVA)



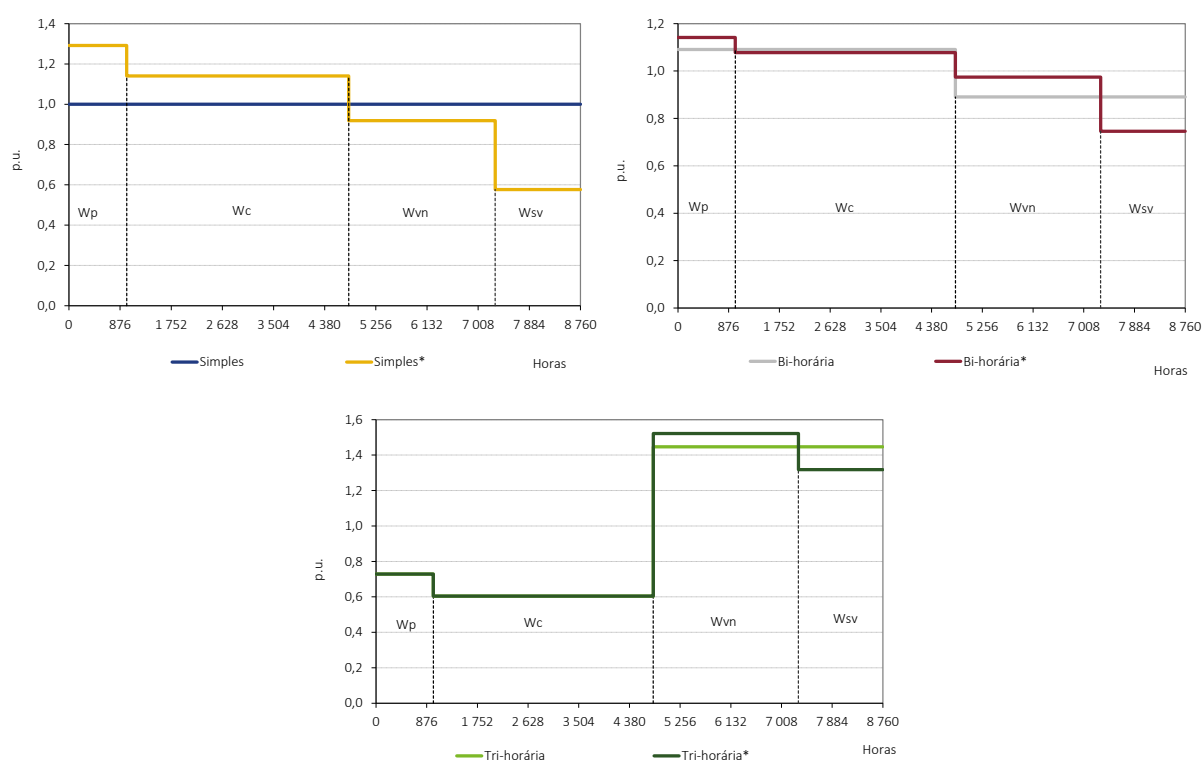
### 7.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 7-7 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 7-7 - 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	139 448	24 083	30 923
Potência média anual por cliente	0,22	0,40	1,80

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.

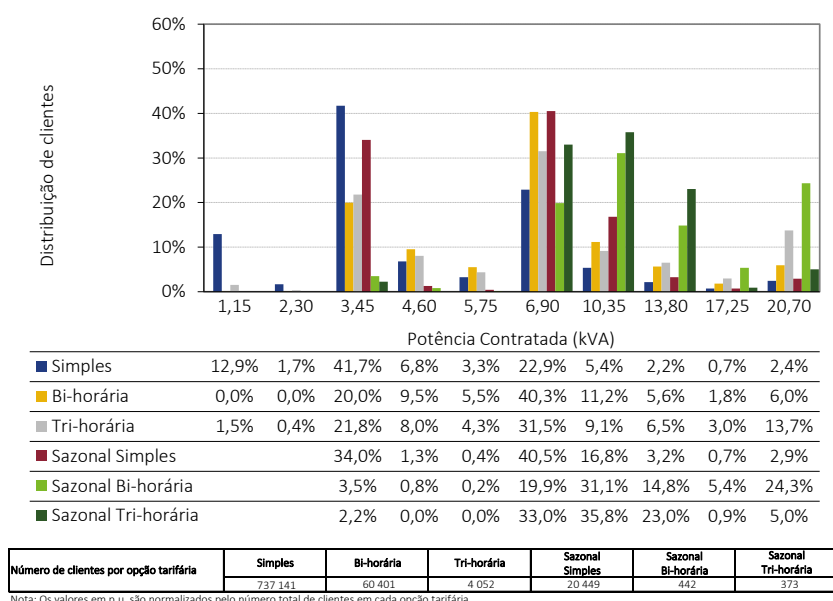


Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

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.

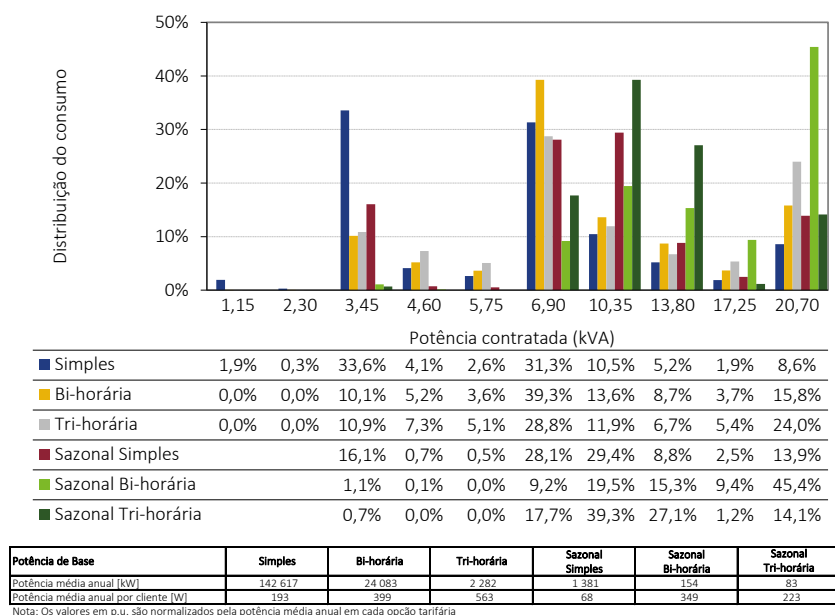
Na Figura 7-8 e na Figura 7-9 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-8 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\*



\*Exclui IP

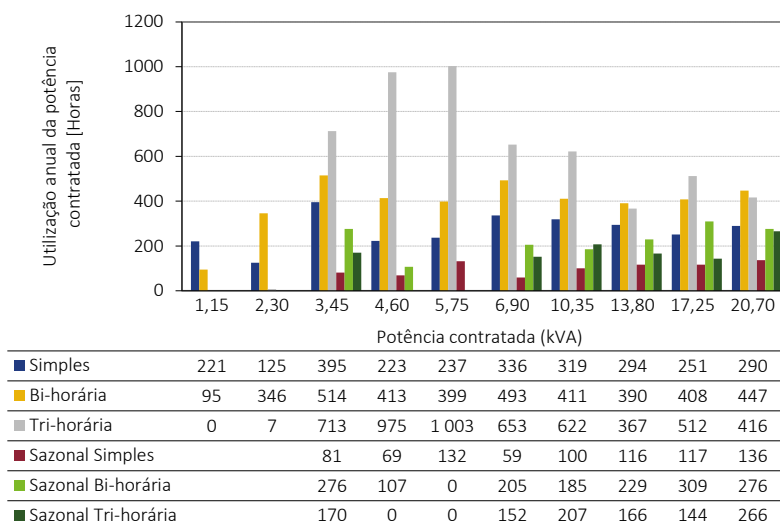
Figura 7-9 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\*



\*Exclui IP

Na Figura 7-10 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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



\*Exclui IP

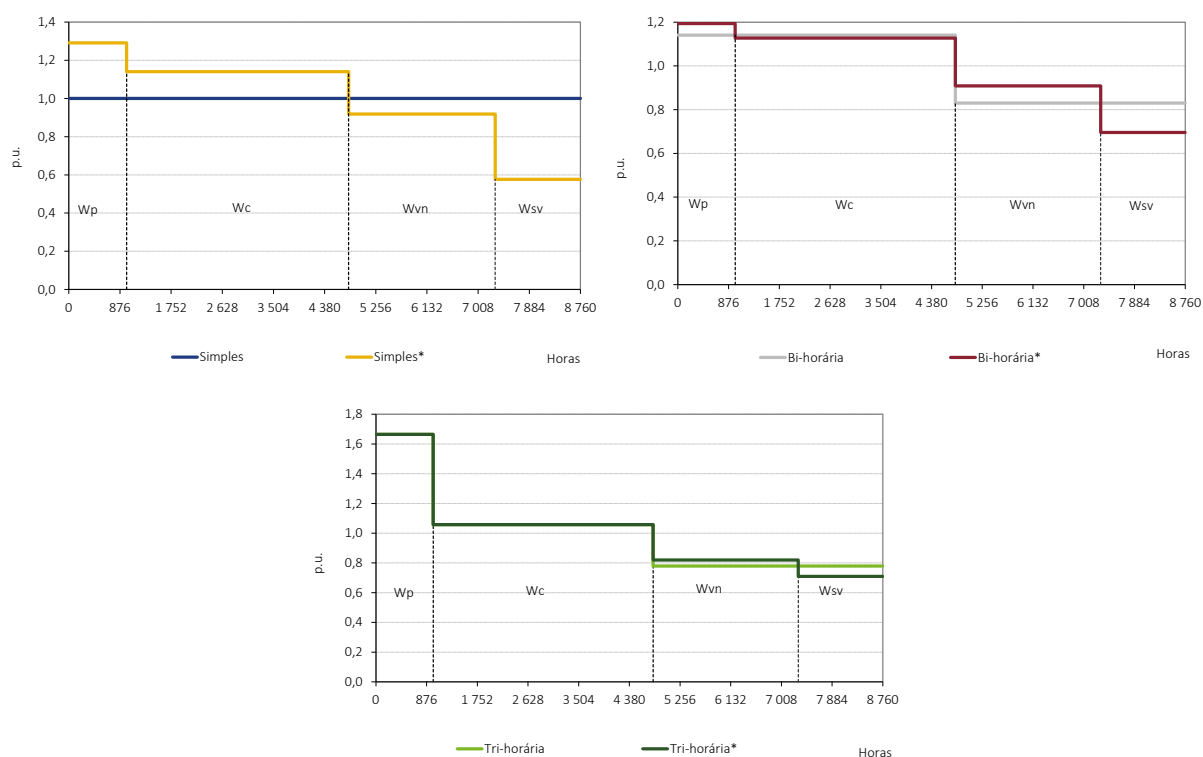
### 7.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 7-11 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 7-11 - 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	17 035	1 692	126
Potência média anual por cliente	0,20	0,27	0,25

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 7-12 e na Figura 7-13 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-12 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)

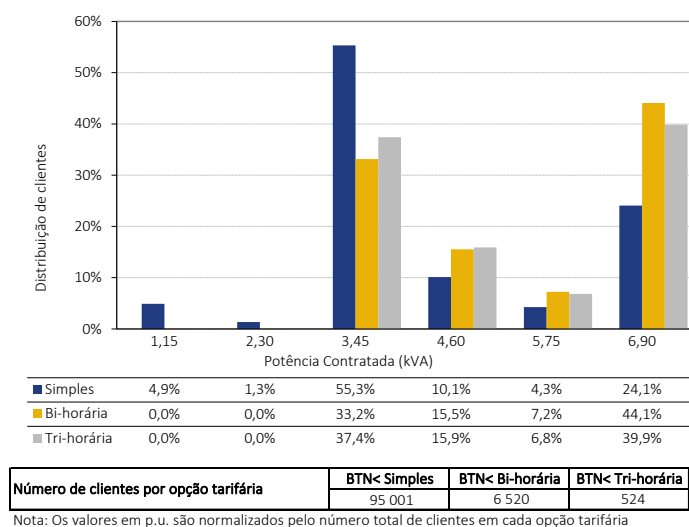
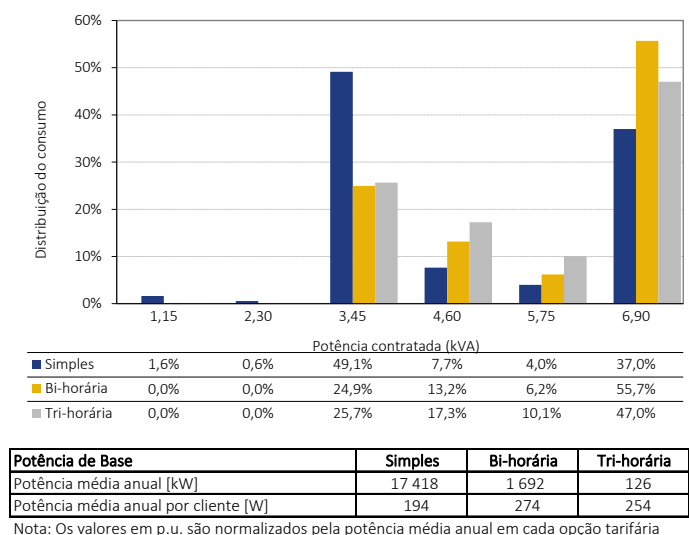
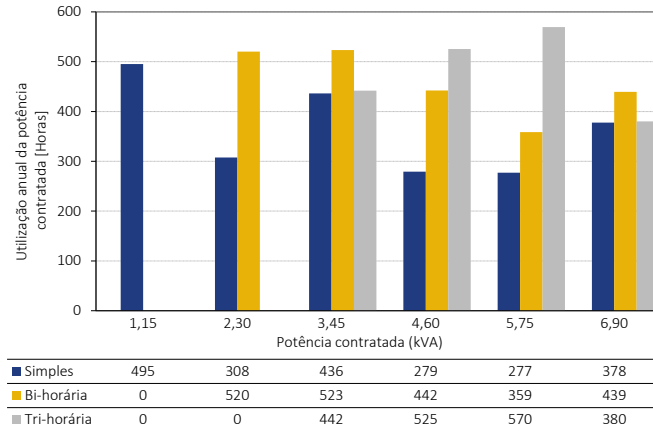


Figura 7-13 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Na Figura 7-14 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-14 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)





## 8 PROCURA CONSIDERADA PARA EFEITO DE CÁLCULO DAS TARIFAS APLICADAS EM MAT, AT E MT 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 e MT, ou seja, a clientes cujo comercializador cessou atividade ou sem proposta de comercialização de eletricidade, sendo-lhes aplicadas as tarifas de venda a clientes finais previstas no n.º 6 do art.º 26 do 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 e MT no âmbito do fornecimento supletivo do CUR**

Fornecimento supletivo aplicado pelo CUR	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	36	52,2%	1	0,3%
AT	0	0,0%	0	0,0%
MT	33	47,8%	346	99,7%
<b>Total</b>	<b>69</b>	<b>100%</b>	<b>347</b>	<b>100%</b>

### 8.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS PARA EFEITO DO CÁLCULO DAS TARIFAS APLICADAS EM MAT, AT E MT, 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>11</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.

Não se preveem fornecimentos supletivos em Alta Tensão.

O Quadro 8-2 apresenta para a tarifa de MT as quantidades desagregadas por variável de faturação.

<sup>11</sup> Nos termos do artigo 7.º dos seus Estatutos e artigo 65.º, n.º 6 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2022

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

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

FORNECIMENTO SUPLETIVO DO CUR EM MT		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	346	
Potência		(kW)	
	Horas de ponta	4 805	
	Contratada	14 347	
Energia ativa		(MWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	2 828
		Horas cheias	7 886
		Horas de vazio normal	3 883
		Horas de super vazio	2 203
	Períodos II, III	Horas de ponta	1 894
		Horas cheias	8 325
		Horas de vazio normal	3 826
		Horas de super vazio	2 156
Energia reativa		(kvarh)	
	Indutiva	955 317	
	Capacitiva	312 629	



## 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 2020, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2022 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>	<b>2 432</b>	<b>5,6%</b>	<b>72</b>	<b>0,0%</b>
<b>AT</b>	<b>6 893</b>	<b>15,8%</b>	<b>330</b>	<b>0,0%</b>
<b>MT</b>	<b>14 874</b>	<b>34,1%</b>	<b>24 819</b>	<b>0,4%</b>
<b>BT</b>	<b>19 386</b>	<b>44,5%</b>	<b>5 508 791</b>	<b>99,5%</b>
BTE	3 180	16,4%	38 129	0,7%
BTN	16 207	83,6%	5 470 663	99,3%
<b>Total</b>	<b>43 585</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 534 012</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)	72
Potência		(kW)
	Horas de ponta	169 647
	Contratada	762 372
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	108 959
	Horas cheias	526 413
	Horas de vazio normal	408 460
	Horas de super vazio	235 120
Períodos II, III	Horas de ponta	62 488
	Horas cheias	506 937
	Horas de vazio normal	372 880
	Horas de super vazio	210 972
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	20 365 160
	Capacitiva	47 903 704

**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)	330
Potência		(kW)
	Horas de ponta	765 309
	Contratada	1 527 786
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	453 462
	Horas cheias	1 423 650
	Horas de vazio normal	1 055 604
	Horas de super vazio	601 536
Períodos II, III	Horas de ponta	285 484
	Horas cheias	1 518 693
	Horas de vazio normal	991 667
	Horas de super vazio	562 570
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	104 384 138
	Capacitiva	51 577 533

**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)	24 819
Potência		(kW)
	Horas de ponta	2 165 470
	Contratada	6 466 128
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 274 771
	Horas cheias	3 554 187
	Horas de vazio normal	1 749 981
	Horas de super vazio	992 798
Períodos II, III	Horas de ponta	853 780
	Horas cheias	3 752 321
	Horas de vazio normal	1 724 414
	Horas de super vazio	971 827
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	430 563 896
	Capacitiva	140 902 651

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(n.º de clientes)	38 129
Potência		(kW)
	Horas de ponta	441 302
	Contratada	2 222 757
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	310 653
	Horas cheias	830 120
	Horas de vazio normal	338 567
	Horas de super vazio	180 810
Períodos II, III	Horas de ponta	240 466
	Horas cheias	761 490
	Horas de vazio normal	333 720
	Horas de super vazio	183 735
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	174 506 857
	Capacitiva	84 856 812

**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	21 854
	34,50	18 334
	41,40	23 537
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	295 461
	Horas cheias	804 126
	Horas de vazio	512 063

**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 (exceto simples $\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	3,45	2 250 876
	4,60	361 895
	5,75	173 644
	6,90	1 267 625
	10,35	308 324
	13,80	119 249
	17,25	39 521
	20,70	132 198
Tarifa bi-horária	1,15	166
	2,30	43
	3,45	86 399
	4,60	41 245
	5,75	23 846
	6,90	175 104
	10,35	49 298
	13,80	24 864
Tarifa tri-horária	17,25	8 066
	20,70	26 569
	1,15	446
	2,30	105
	3,45	6 388
	4,60	2 334
	5,75	1 261
	6,90	10 022
10,35	3 607	
13,80	2 506	
17,25	893	
20,70	4 121	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		11 457 195
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 174 943
	Horas de vazio	796 945
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	29 742
	Horas cheias	87 824
	Horas de vazio	74 863
CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN SIMPLES ( $\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	213 443
	2,3	27 492
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		97 750

**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		218 113
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	67 051
	Horas cheias	216 062
	Horas de vazio	592 644

## 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.

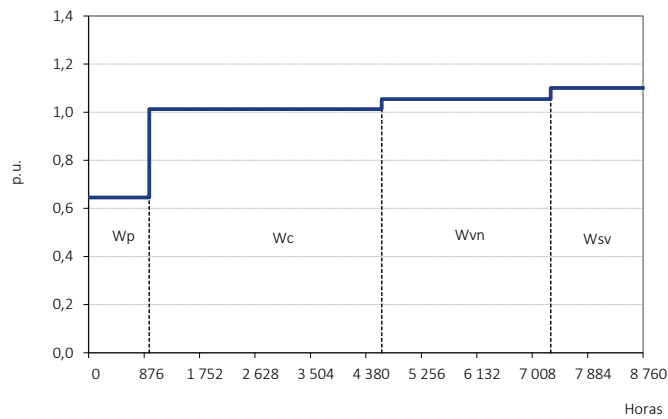
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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.

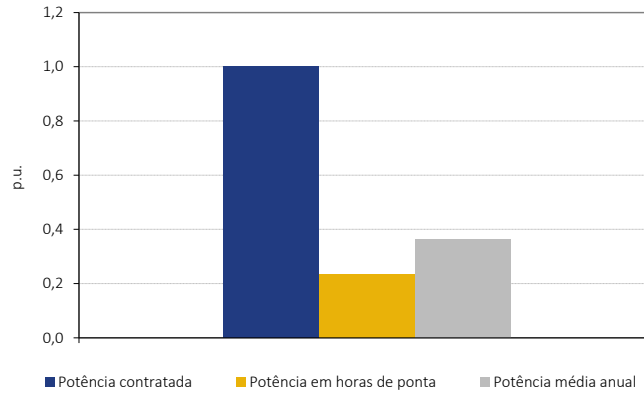
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MAT
Potência média anual	277 652
Potência média anual por cliente	3 856

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	762 372
Potência contratada por cliente	10 587

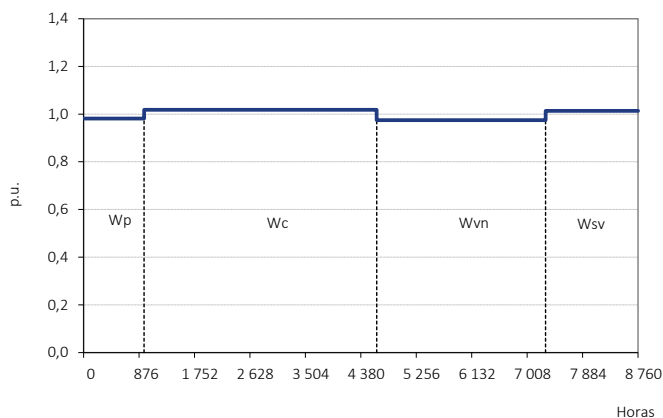
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

### 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.



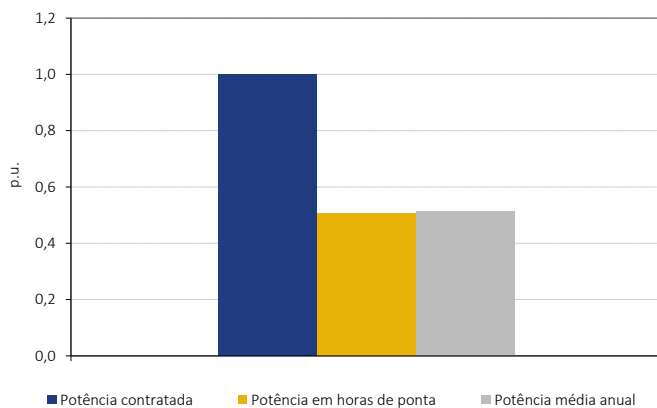
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	AT
Potência média anual	786 834
Potência média anual por cliente	2 384

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



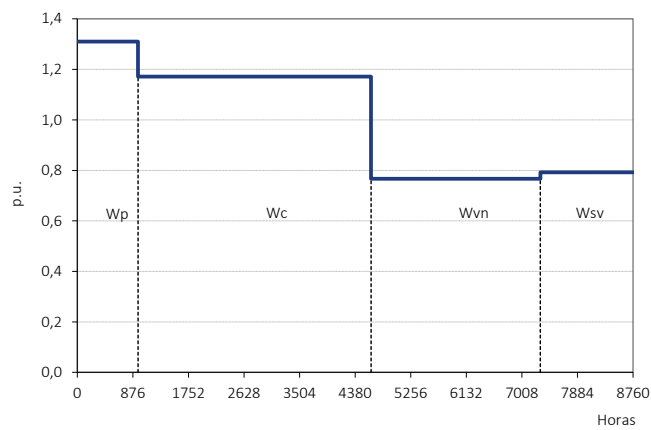
Potência de Base [kW/mês]	AT
Potência contratada	1 527 786
Potência contratada por cliente	4 630

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.

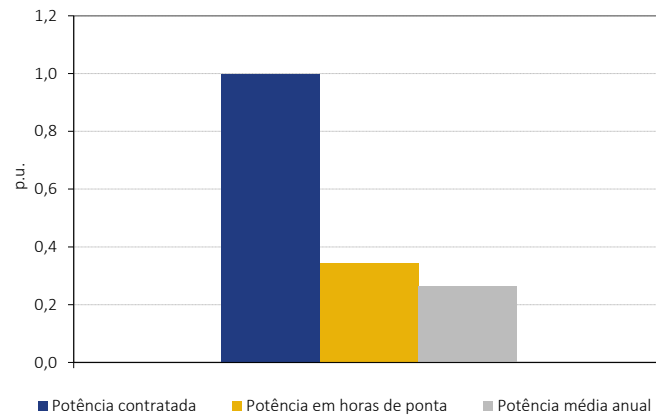
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MT
Potência média anual	1 697 954
Potência média anual por cliente	68

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



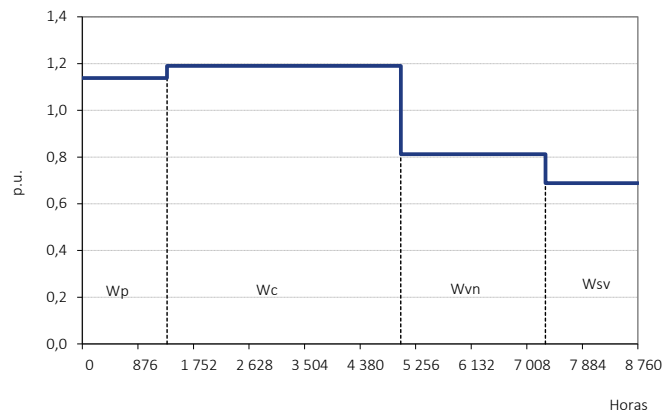
Potência de Base [kW/mês]	MT
Potência contratada	6 466 128
Potência contratada por cliente	261

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.

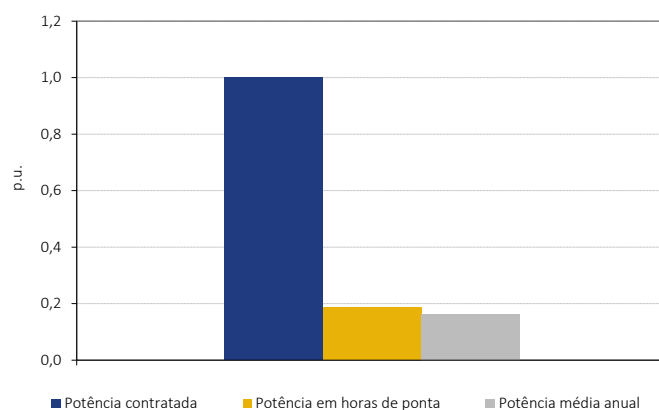
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	BTE
Potência média anual	362 866
Potência média anual por cliente	10

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

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



Potência de Base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	2 222 757
Potência contratada por cliente	58

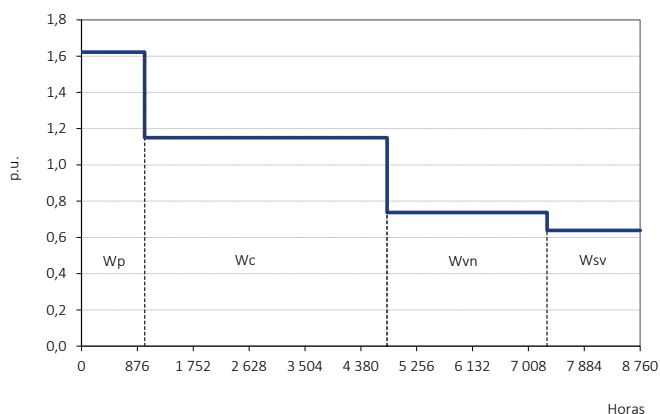
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

### 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

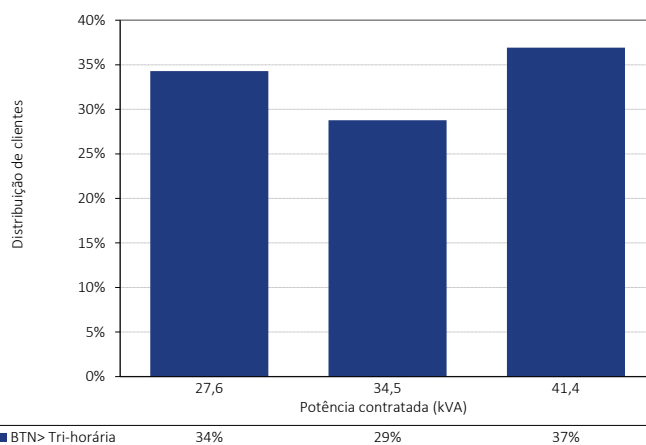


Potência de Base [kW]	BTN >
Potência média anual	183 978
Potência média anual por cliente	2,89

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

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

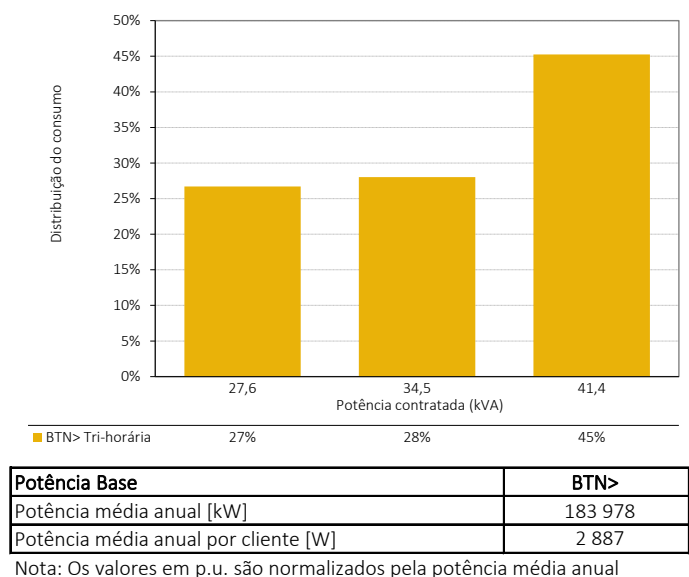
Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	63 725

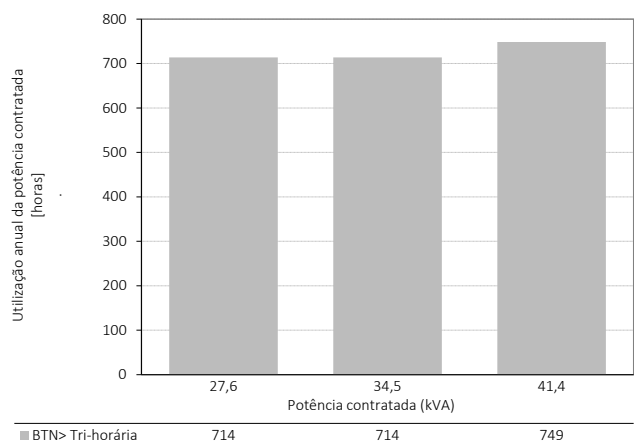
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes

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)



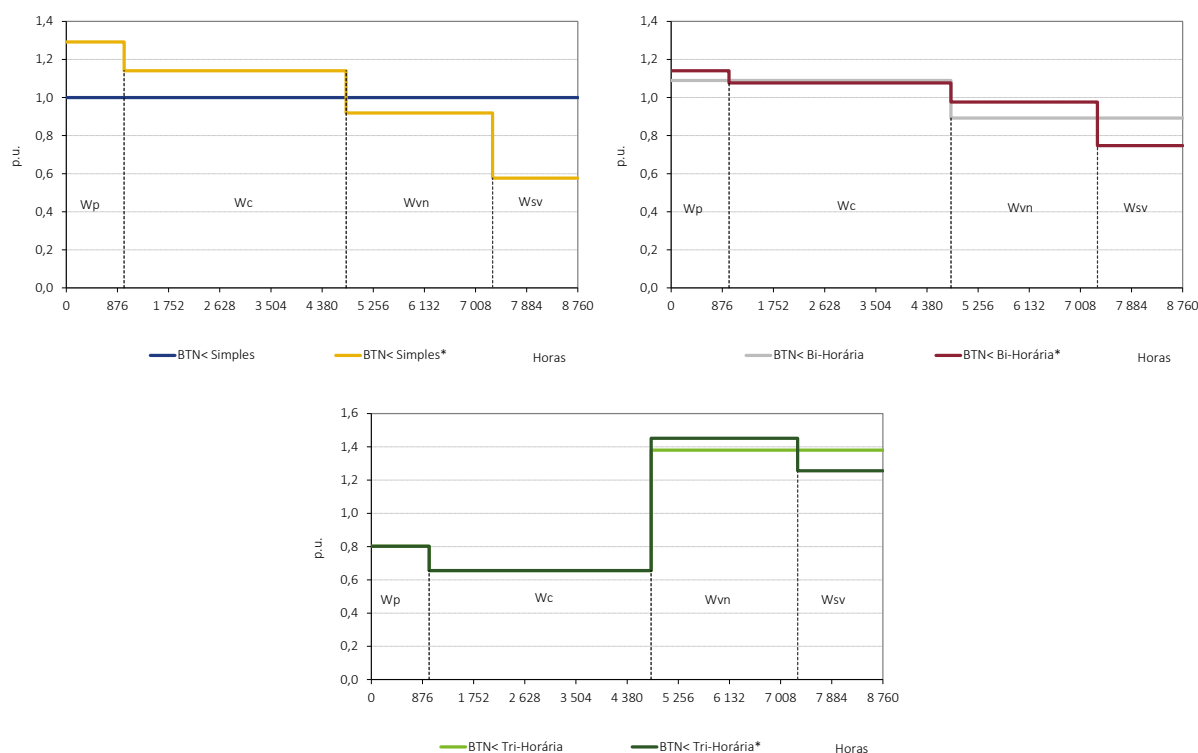
### 9.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

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	1 307 899	225 101	121 939
Potência média anual por cliente	0,28	0,52	1,58

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.

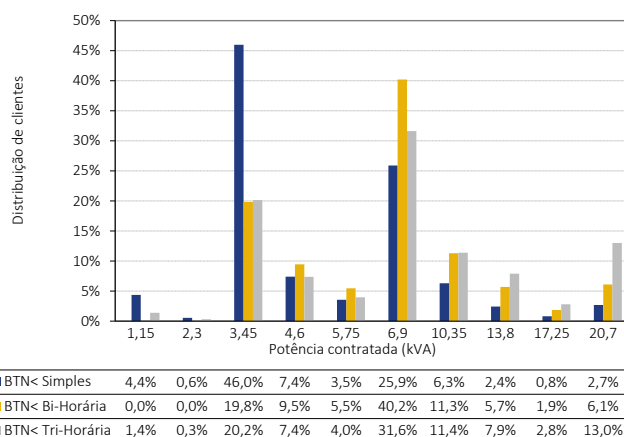


Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

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)\*

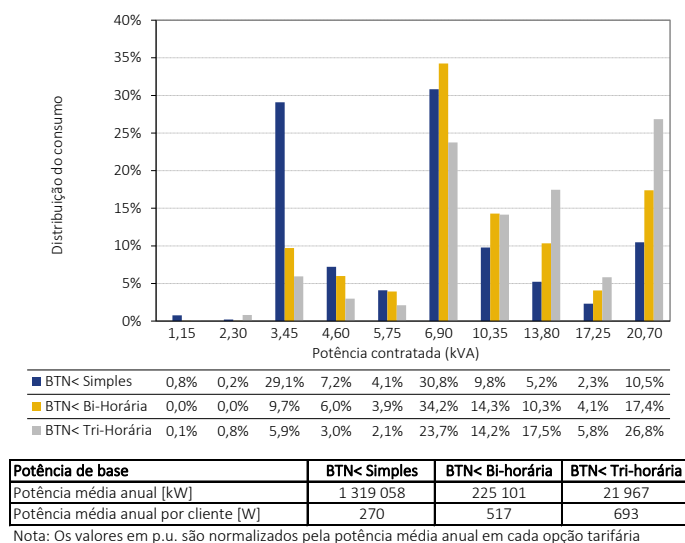


Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	4 894 267	435 599	31 683

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

\*Exclui IP

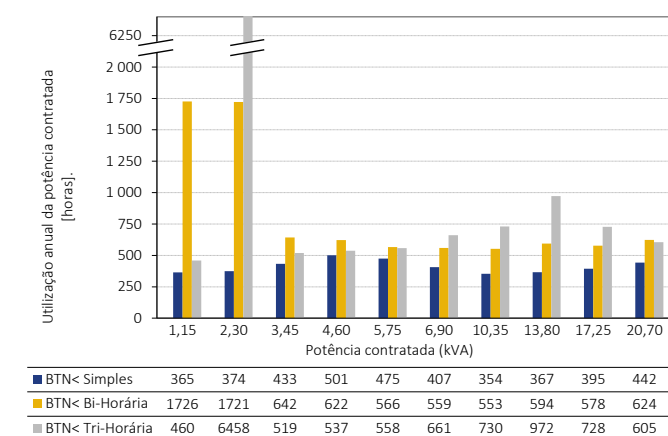
Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\*



\*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

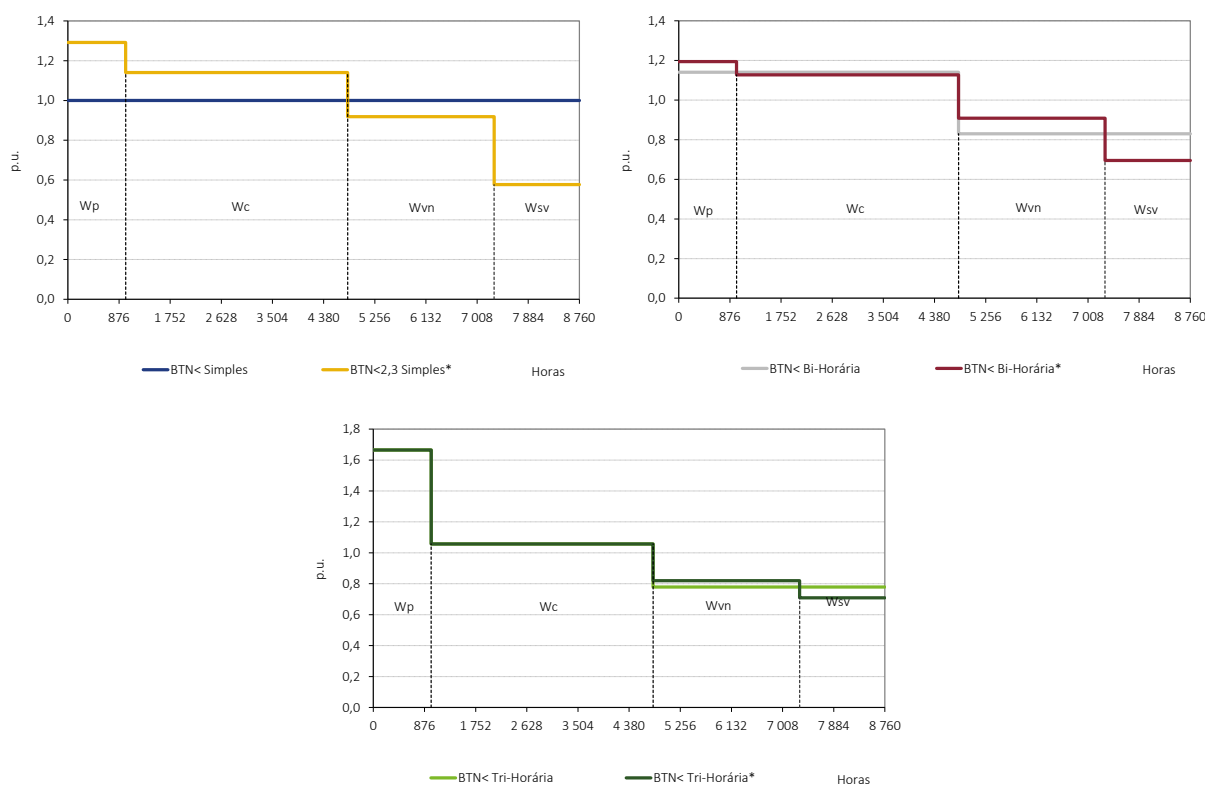
### 9.2.7 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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	1 347	15 718	1 171
Potência média anual por cliente	0,11	0,36	0,33

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)

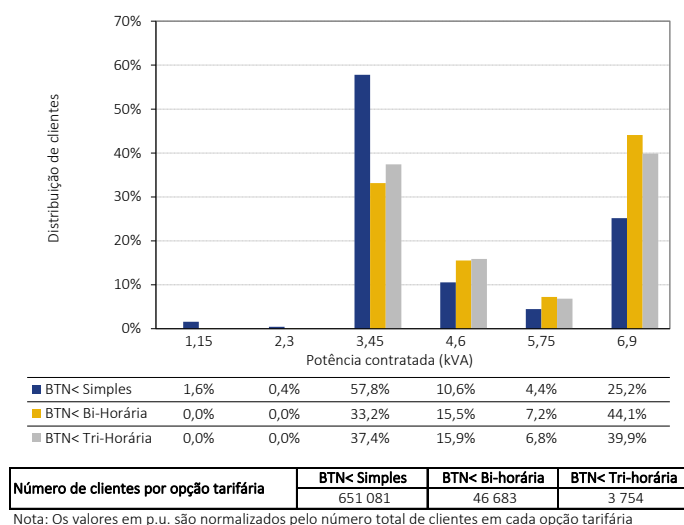
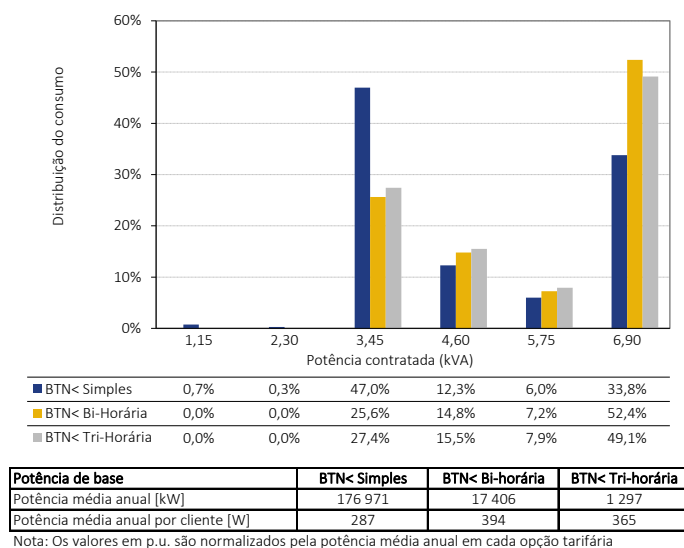
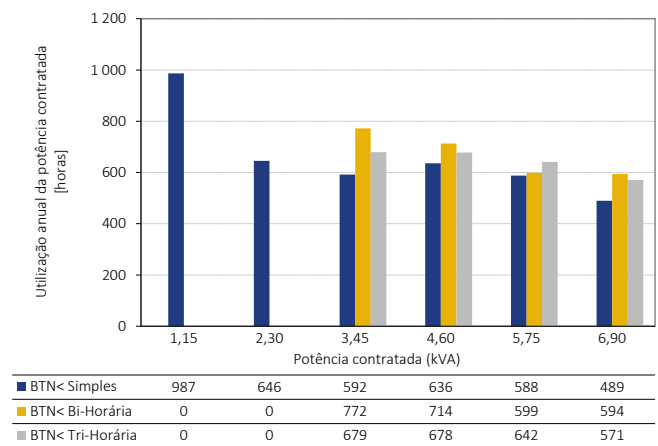


Figura 9-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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
MT	285	38,1%	772	0,6%
BT	462	61,9%	128 093	99,4%
BTE	62	13,4%	760	0,6%
BTN	400	86,6%	127 333	99,4%
<b>Total</b>	<b>747</b>	<b>100,0%</b>	<b>128 865</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)	772
Potência		(kW)
	Horas de ponta	37 669
	Contratada	148 970
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	25 429
	Horas cheias	64 448
	Horas de vazio normal	28 131
	Horas super vazio	17 366
Períodos II, III	Horas de ponta	28 692
	Horas cheias	70 472
	Horas de vazio normal	30 992
	Horas super vazio	19 006
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	12 965 430
	Capacitiva	3 138 635



**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)	760
Potência		(kW)
	Horas de ponta	7 989
	Contratada	41 876
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	5 904
	Horas cheias	14 745
	Horas de vazio normal	5 759
	Horas super vazio	3 437
Períodos II, III	Horas de ponta	6 245
	Horas cheias	15 593
	Horas de vazio normal	6 314
	Horas super vazio	3 767
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	4 971 539
	Capacitiva	1 175 630

**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	872
	34,50	401
	41,40	494
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	9 176
	Horas cheias	23 071
	Horas de vazio	14 205

**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	49 778
	4,60	1 358
	5,75	668
	6,90	29 341
	10,35	4 276
	13,80	1 348
	17,25	1 774
	20,70	1 097
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,30	0
	3,45	264
	4,60	37
	5,75	11
	6,90	760
	10,35	185
	13,80	144
Tarifa tri-horária	17,25	130
	20,70	78
	1,15	0
	2,30	0
	3,45	8 217
	4,60	1 115
	5,75	566
	6,90	13 670
10,35	1 309	
13,80	582	
17,25	664	
20,70	2 281	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		205 788
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	6 634
	Horas de vazio	4 363
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	19 647
	Horas cheias	49 707
	Horas de vazio	39 170
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	3 779
	2,3	288
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		1 820

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		6 356
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	3 663
	Horas cheias	2 337
	Horas de vazio	20 661

## 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 média anual.

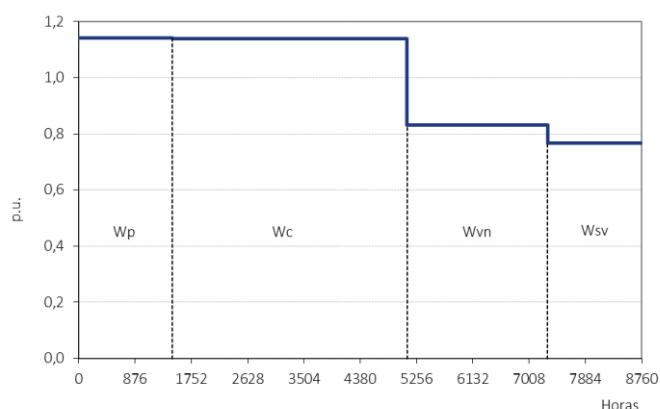
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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).

### 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.

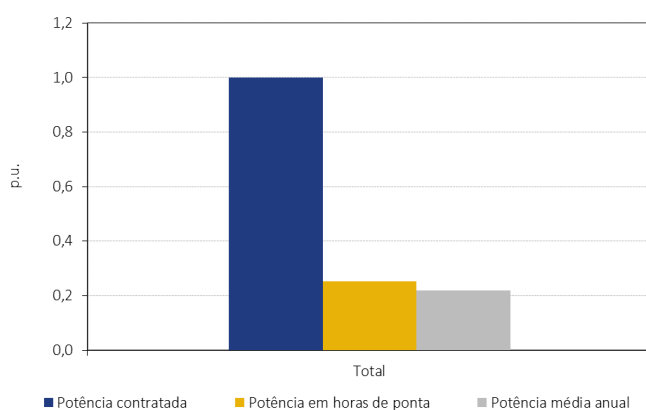
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	32 481
Potência média anual por cliente	42

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



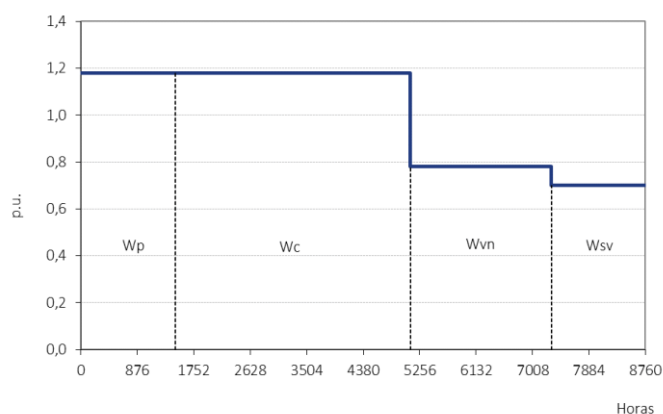
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	148 970
Potência contratada por cliente	193

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 em horas de ponta para os clientes fornecidos em BTE.

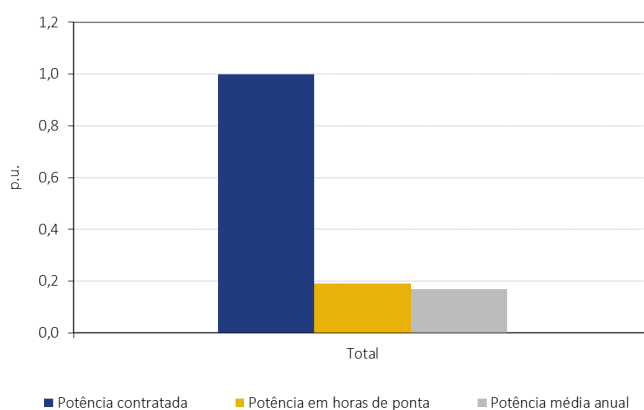
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	7 051
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	41 876
Potência contratada por cliente	55

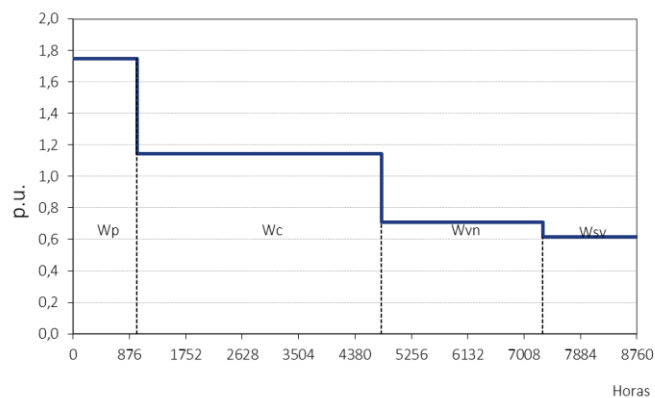
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

### 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

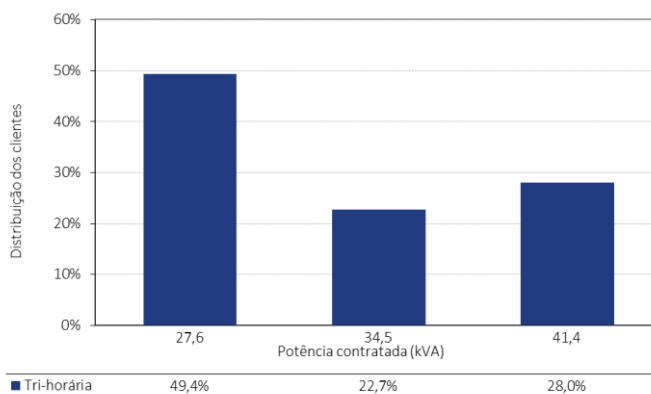


Potência de base [kW]	BTN > Tri-horária
Potência média anual	5 303
Potência média anual por cliente	3,00

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

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

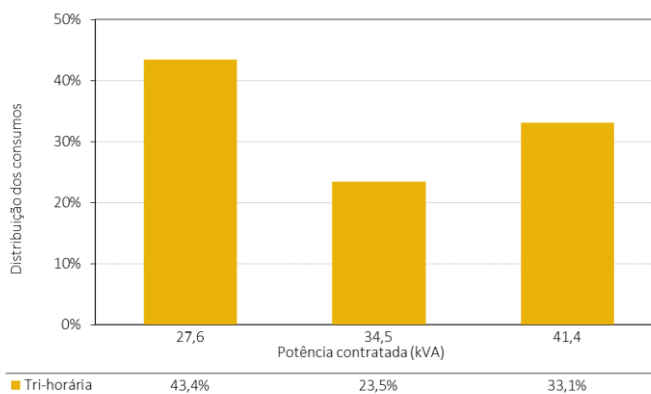
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN > Tri-horária
	1 766

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

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

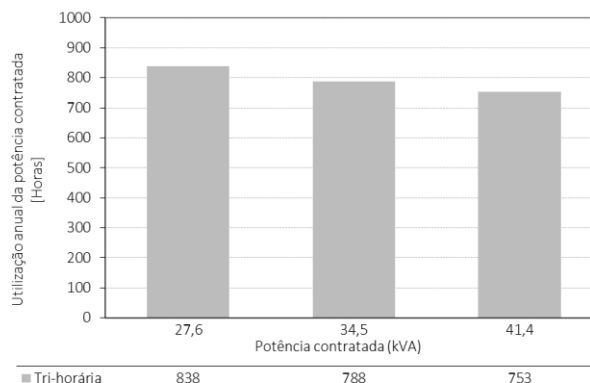


Potência de base	BTN > Tri-horária
Potência média anual [kW]	5 303
Potência média anual por cliente [W]	3 002

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)

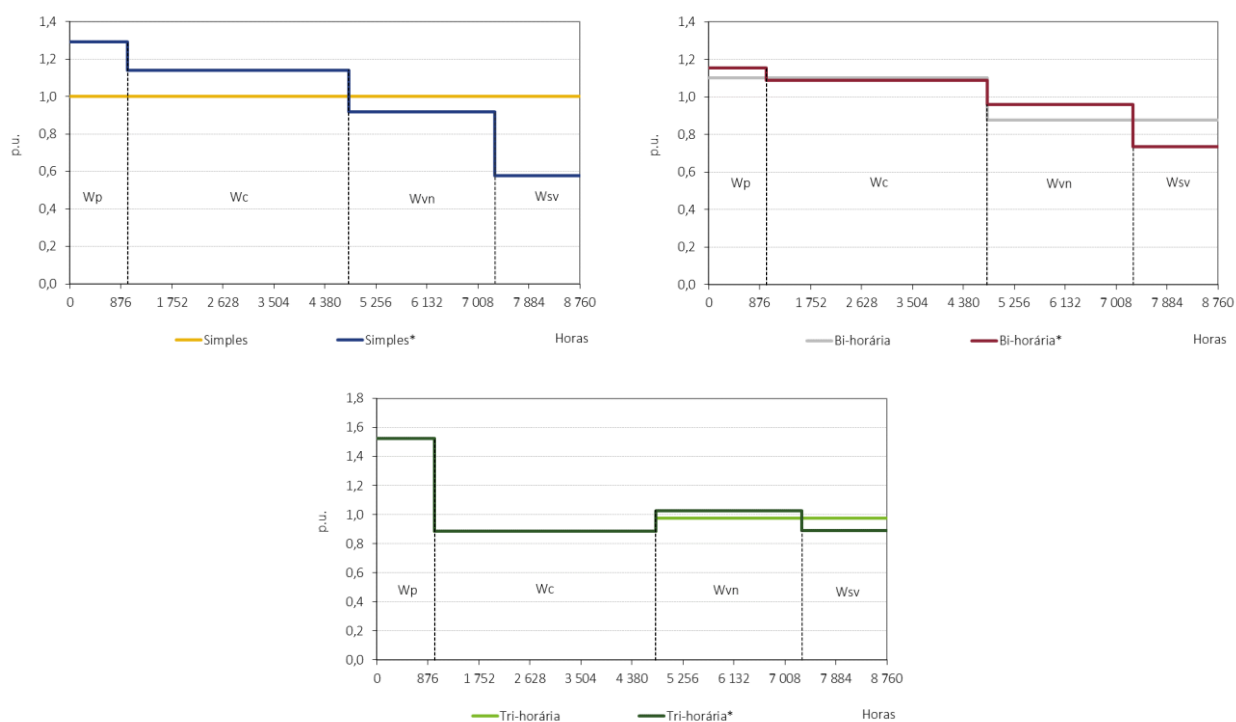
Na Figura 10-9 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

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	23 492	1 255	15 432
Potência média anual por cliente	0,26	0,78	0,54

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

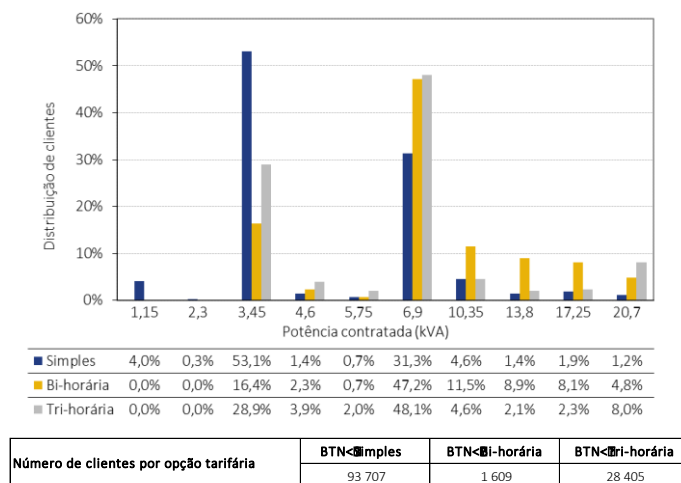
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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.

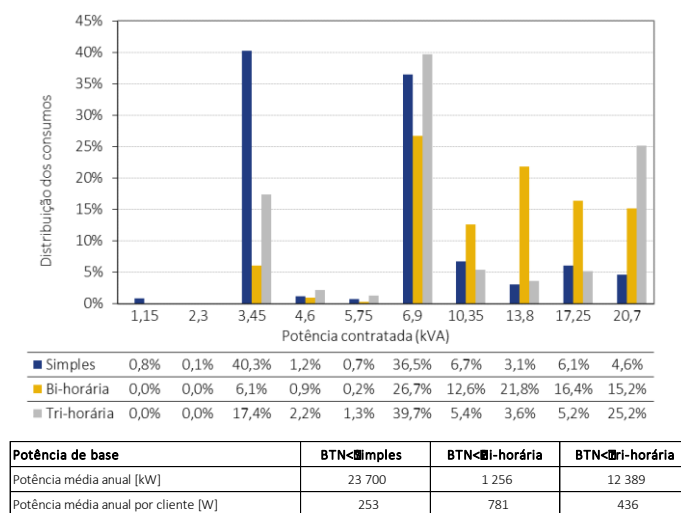
Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\*



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)\*

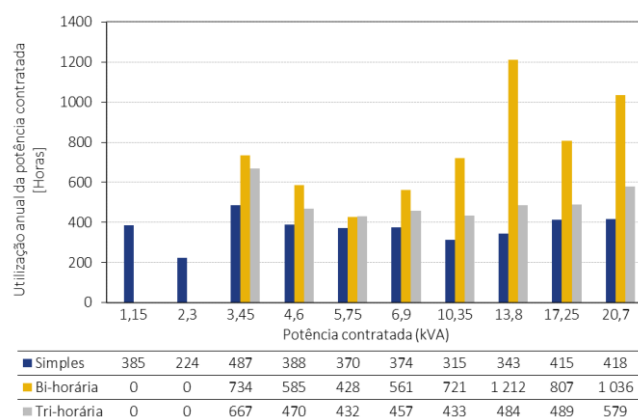


Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

\*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

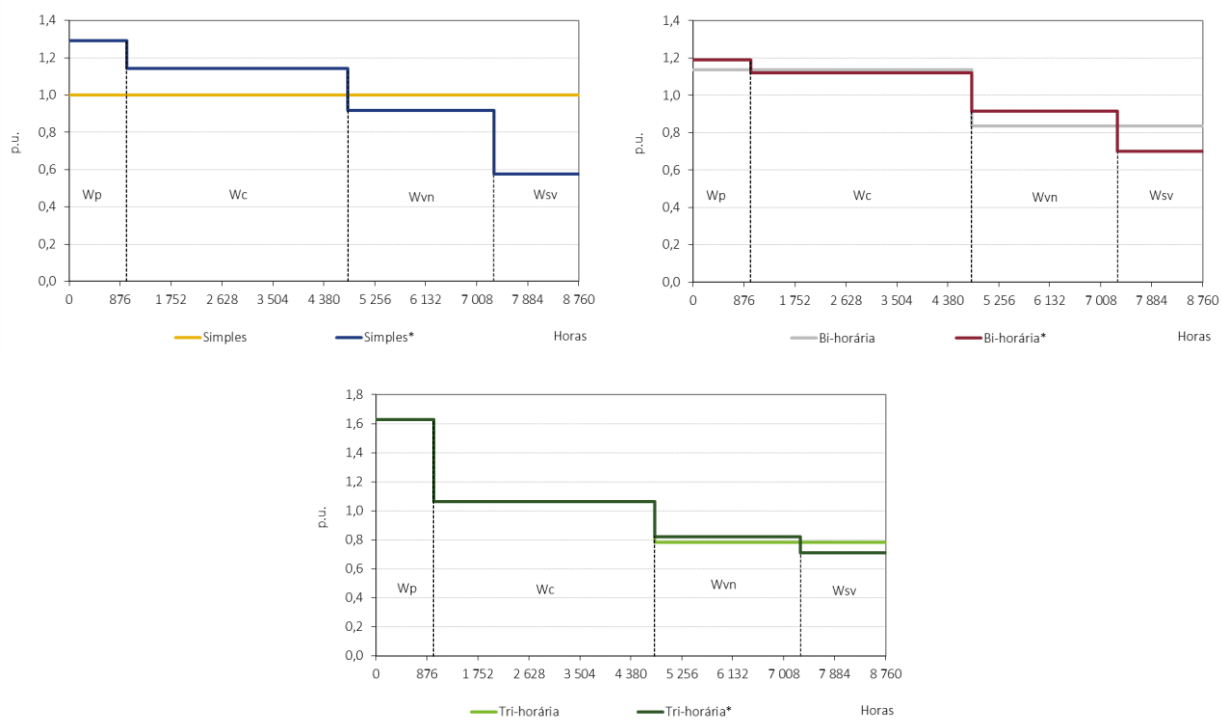
### 10.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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<math>\langle</math>Simples	BTN<math>\langle</math>Bi-horária	BTN<math>\langle</math>Tri-horária
Potência média anual	3 562	33	1 582
Potência média anual por cliente	0,25	0,37	0,31

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

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

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

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

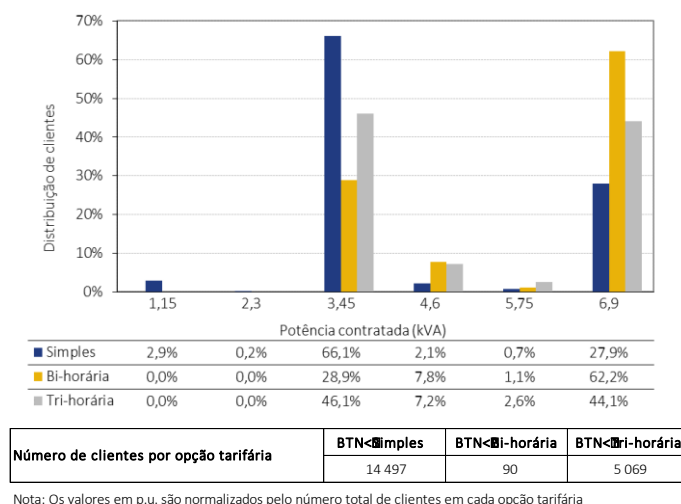
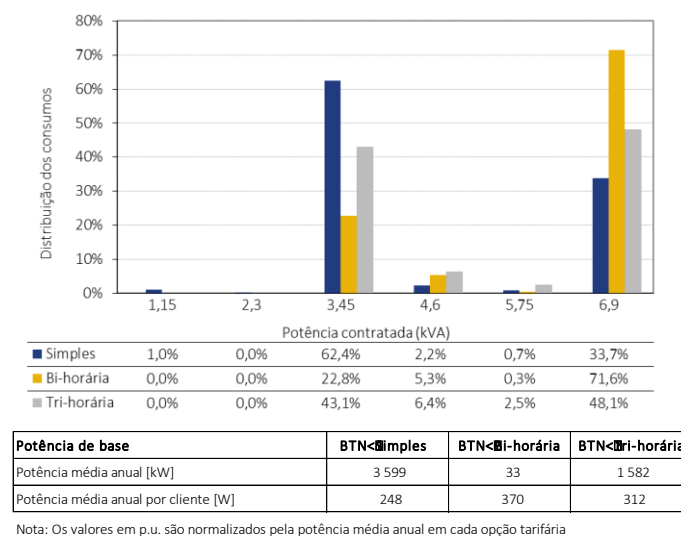
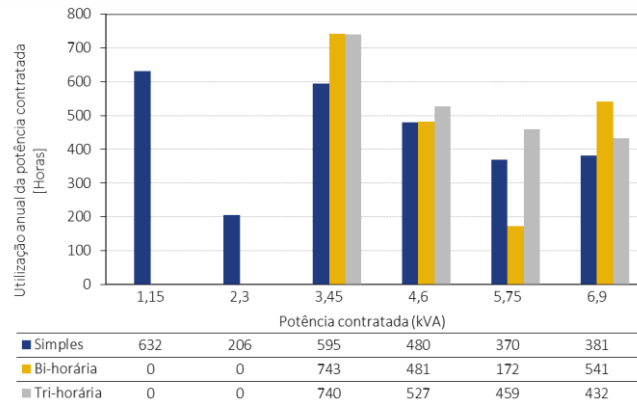


Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social)



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

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



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

Os fornecimentos de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM encontram-se espelhados do Quadro 11-1 ao Quadro 11-6. No Quadro 11-1 são exibidos os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 11-2 ao Quadro 11-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	218	27,5%	327	0,2%
BT	575	72,5%	141 408	99,8%
BTE	141	24,6%	1 241	0,9%
BTN	434	75,4%	140 167	99,1%
<b>Total</b>	<b>793</b>	<b>100,0%</b>	<b>141 735</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)	327
Potência		(kW)
	Horas de ponta	27 008
	Contratada	90 908
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	20 922
	Horas cheias	54 803
	Horas de vazio normal	25 225
	Horas de super vazio	14 476
	Horas de ponta	18 524
	Horas cheias	48 296
	Horas de vazio normal	22 661
	Horas de super vazio	13 479
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	7 313 378
	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)	1 241
Potência		(kW)
	Horas de ponta	18 985
	Contratada	102 173
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	14 156
	Horas cheias	37 407
	Horas de vazio normal	13 990
	Horas de super vazio	7 581
	Horas de ponta	13 572
	Horas cheias	33 804
	Horas de vazio normal	13 287
	Horas de super vazio	7 483
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	11 558 857
	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	906
	34,50	677
	41,40	770
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	10 188
	Horas cheias	24 676
	Horas de vazio	14 610

**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	46 167
	4,60	1 575
	5,75	697
	6,90	64 899
	10,35	4 113
	13,80	2 118
	17,25	956
	20,70	3 224
Tarifa bi-horária	1,15	8
	2,30	10
	3,45	1 087
	4,60	113
	5,75	36
	6,90	5 291
	10,35	551
	13,80	400
tarifa tri-horária	17,25	160
	20,70	660
	1,15	0
	2,30	1
	3,45	76
	4,60	11
	5,75	15
	6,90	75
10,35	31	
13,80	33	
17,25	13	
20,70	59	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		292 962
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	25 170
	Horas de vazio	13 302
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	635
	Horas cheias	1 384
	Horas de vazio	2 147
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	3 487
	2,3	596
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		3 830

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS da RAM EM BTN (IP)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		6 099
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	6 025
	Horas cheias	6 499
	Horas de vazio	32 349

## 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 média anual.

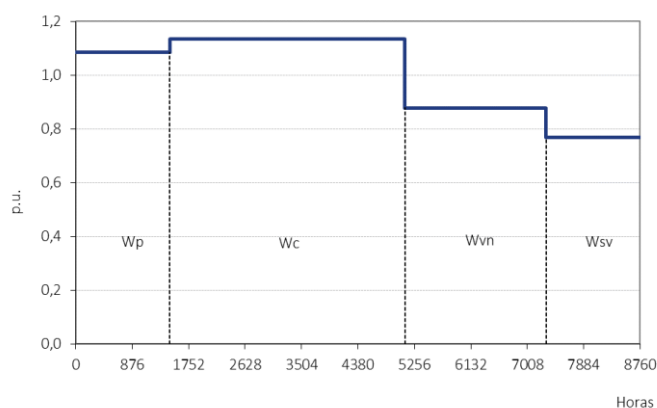
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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).

### 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.

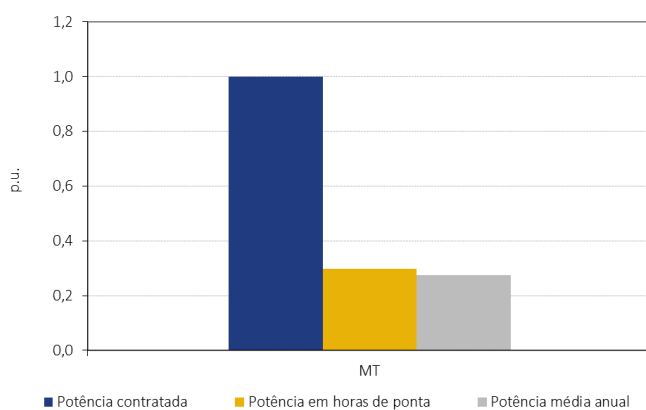
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	24 930
Potência média anual por cliente	76

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



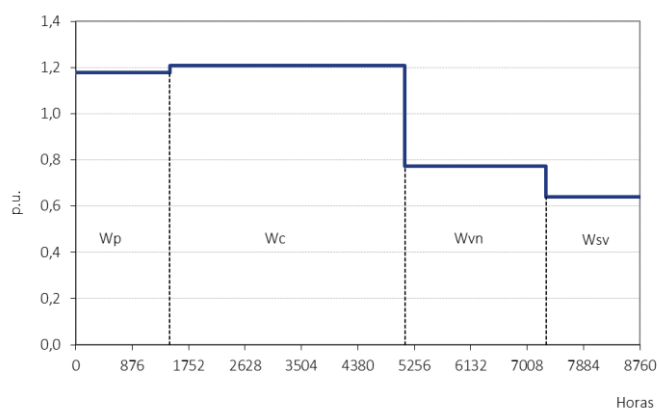
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	90 908
Potência contratada por cliente	278

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 em horas de ponta para os clientes fornecidos em BTE.

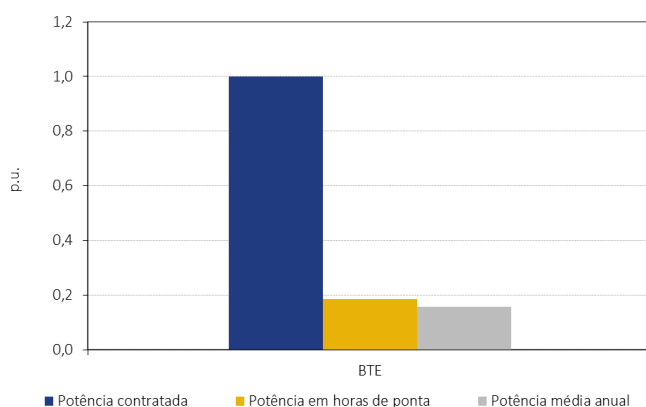
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	16 128
Potência média anual por cliente	13

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

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



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	102 173
Potência contratada por cliente	82

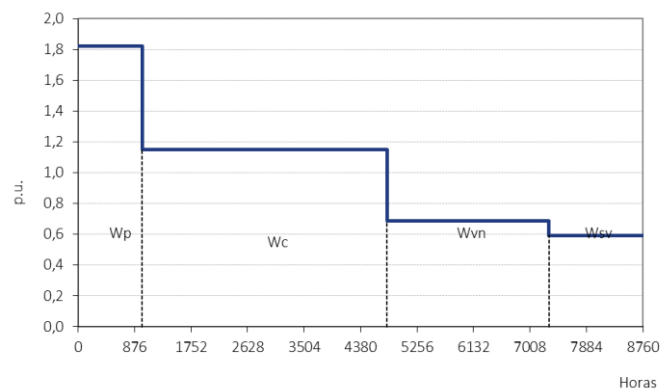
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

### 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

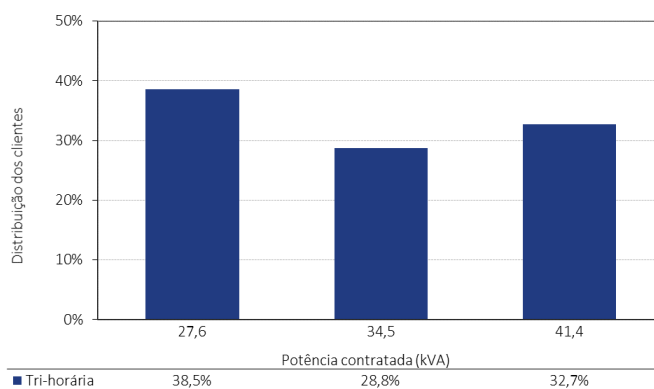


Potência de base [kW]	BTN>
Potência média anual	5 648
Potência média anual por cliente	2,4

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.

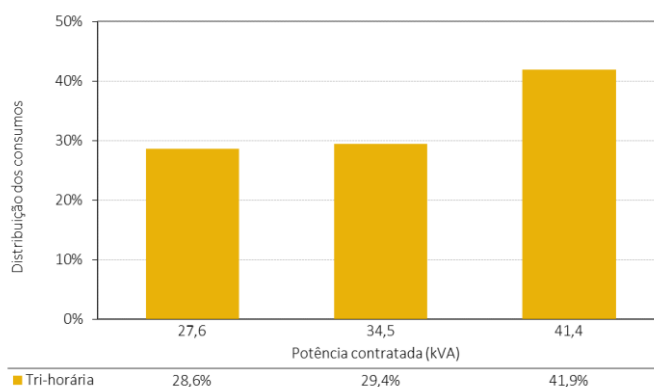
Figura 11-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	2 353

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)

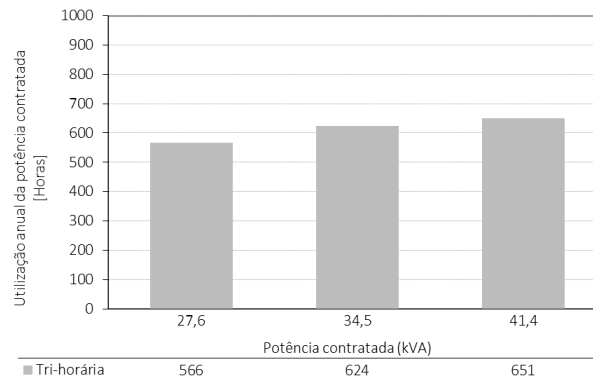


Potência de base	BTN>
Potência média anual [kW]	5 648
Potência média anual por cliente [W]	2 400

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)

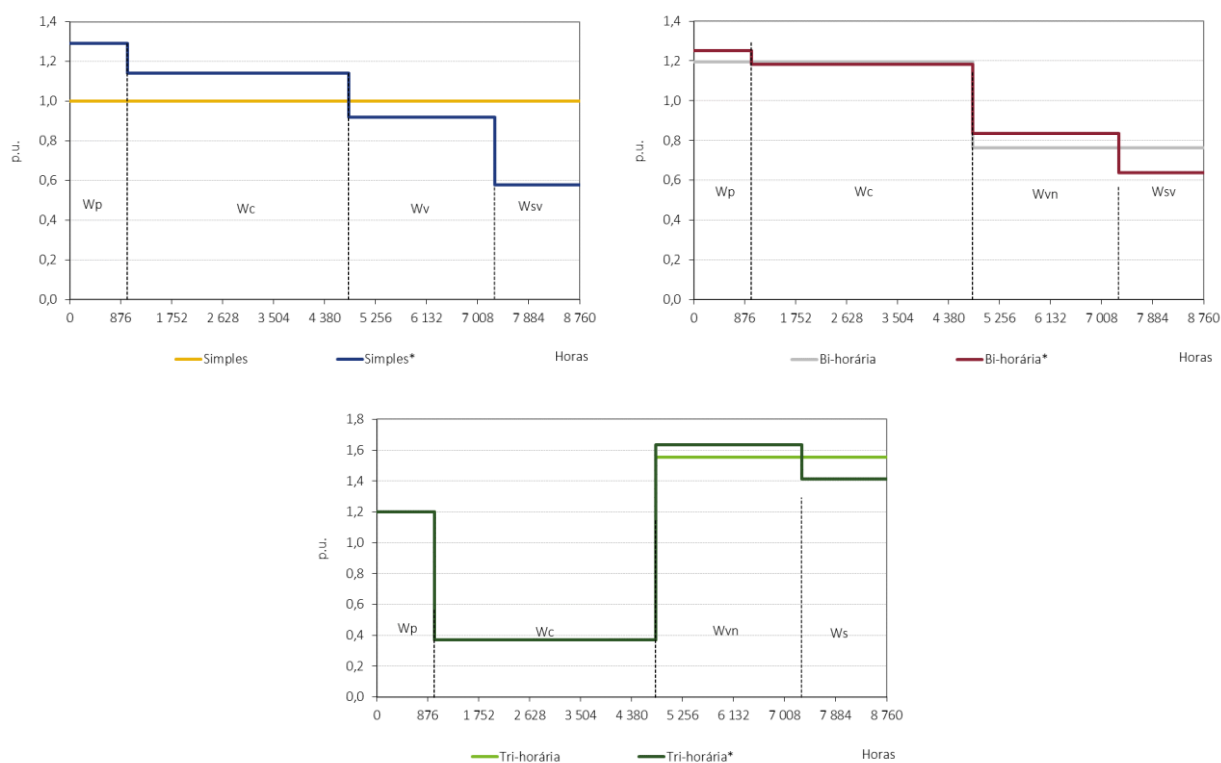
Na Figura 11-9 apresentam-se os diagramas de carga em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, em p.u., discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

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	33 443	4 392	5 598
Potência média anual por cliente	0,27	0,53	3,36

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

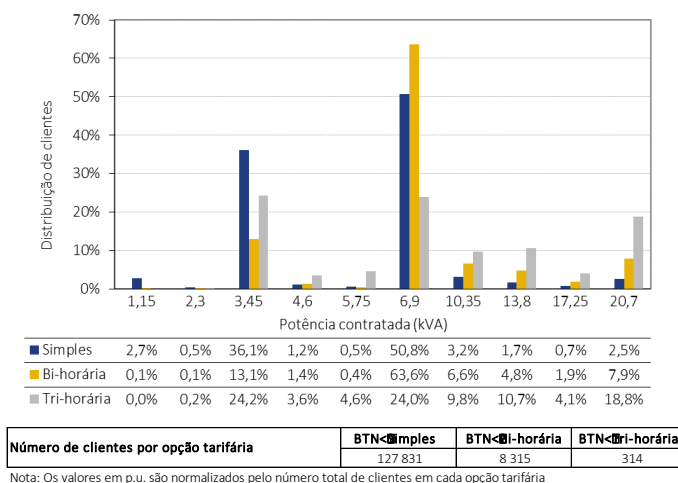
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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.

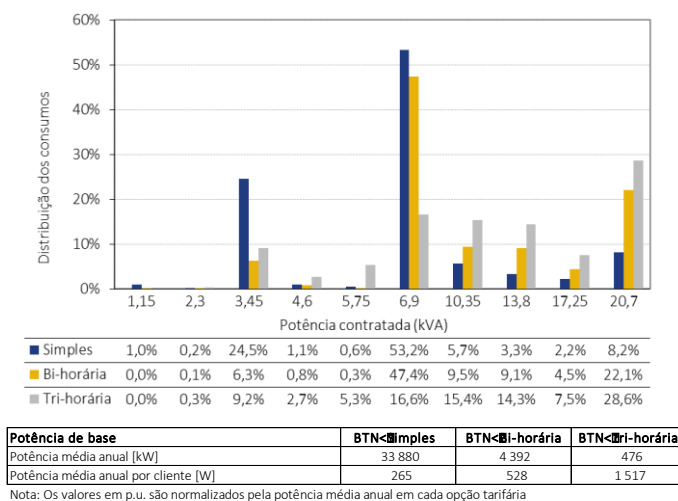
Na Figura 11-10 e na Figura 11-11 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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



\*Exclui IP

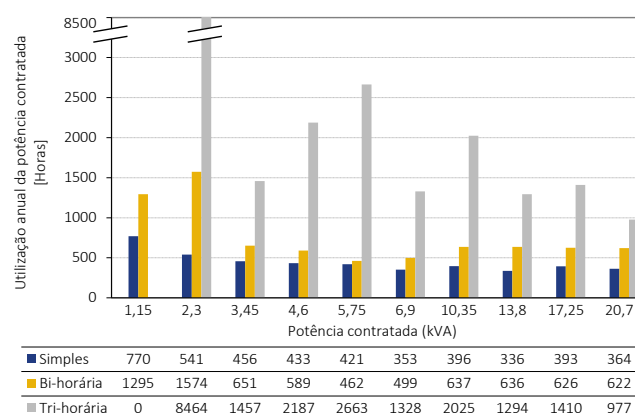
Figura 11-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (≤20,7 kVA)\*



\*Exclui IP

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

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



\*Exclui IP

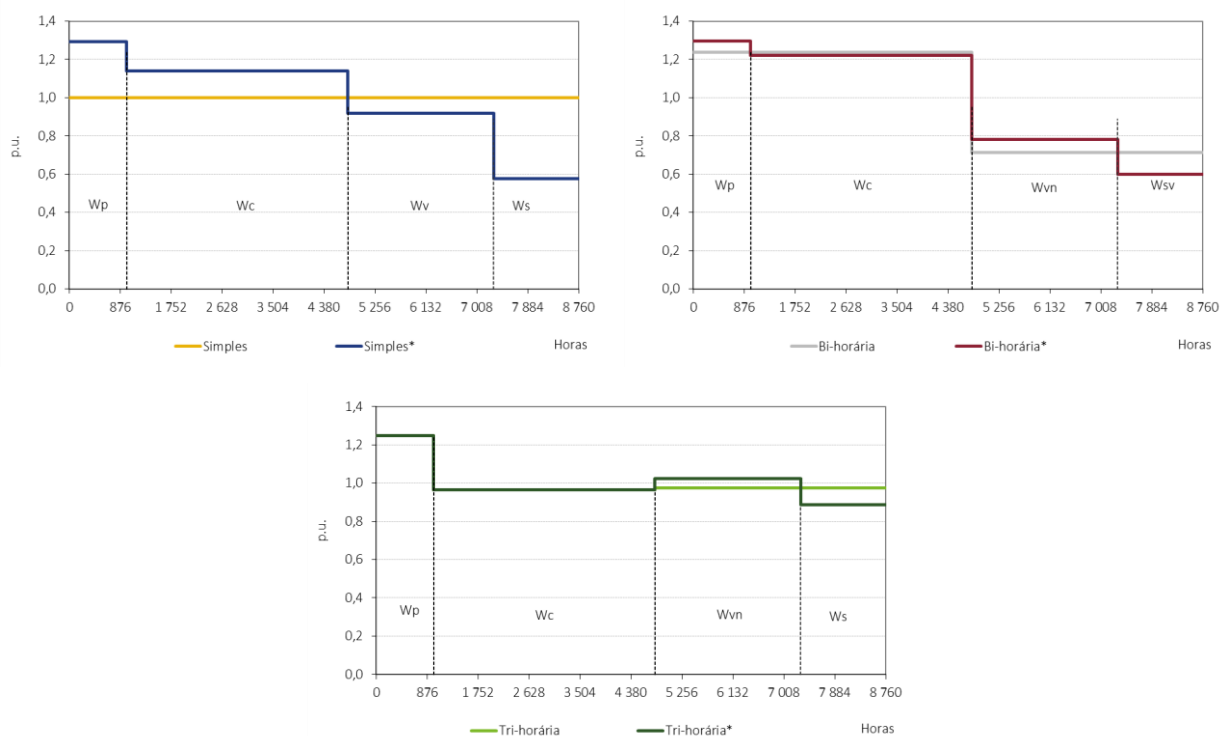
### 11.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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

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

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

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



Potência de base [kW]	BTN<Simples	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	5 106	376	3
Potência média anual por cliente	0,25	0,35	0,47

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)

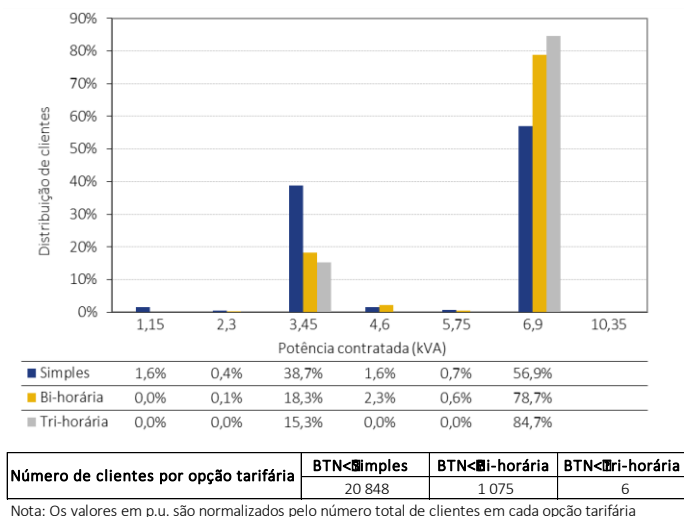
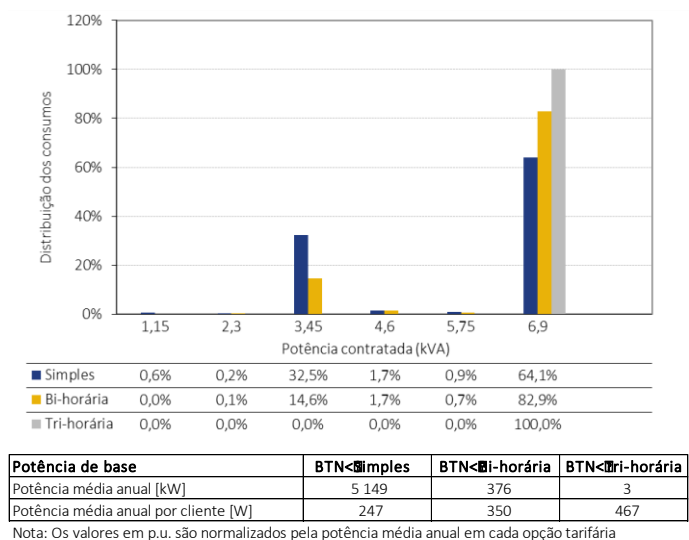
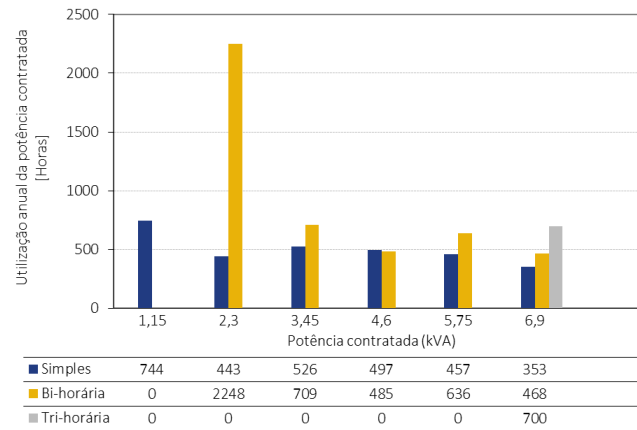


Figura 11-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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>12</sup>, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O número de clientes beneficiários da Tarifa Social de eletricidade, para o ano de 2022, tem como base a informação mais recente recebida dos vários comercializadores, no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade.

O universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem aumentado significativamente, ascendendo no segundo trimestre de 2021 a cerca de 804 mil clientes em Portugal Continental e a cerca de 42 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 o Continente, Região Autónoma dos Açores e Região Autónoma da Madeira.

---

<sup>12</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 aufera qualquer rendimento, até um máximo de 10.

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

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º clientes)
Tarifa simples ≤2,3kVA	1,15	15 049
	2,3	4 084
Tarifa simples	3,45	428 882
	4,6	78 376
	5,75	33 012
	6,9	186 679
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	4
	3,45	17 640
	4,6	8 259
	5,75	3 850
Tarifa tri-horária	6,9	23 450
	1,15	1
	2,3	0
	3,45	1 600
	4,6	680
Tarifa tri-horária	5,75	293
	6,9	1 705
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		15 996
Tarifa simples		1 620 596
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	100 464
	Horas de vazio	60 549
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 256
	Horas cheias	5 504
	Horas de vazio	4 233



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	424
	2,3	32
Tarifa simples	3,45	9 580
	4,6	309
	5,75	108
	6,9	4 045
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	26
	4,6	7
	5,75	1
	6,9	56
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	2 338
	4,6	363
	5,75	132
	6,9	2 237
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		323
Tarifa simples		31 200
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	181
	Horas de vazio	110
tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 550
	Horas cheias	6 401
	Horas de vazio	4 909

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	342
	2,3	88
Tarifa simples	3,45	8 073
	4,6	330
	5,75	152
	6,9	11 863
	1,15	0
Tarifa bi-horária	2,3	1
	3,45	197
	4,6	25
	5,75	6
	6,9	846
	1,15	0
Tarifa tri-horária	2,3	0
	3,45	1
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	5
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		382
Tarifa simples		44 727
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	2 230
	Horas de vazio	1 065
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	4
	Horas cheias	11
	Horas de vazio	12

### 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.

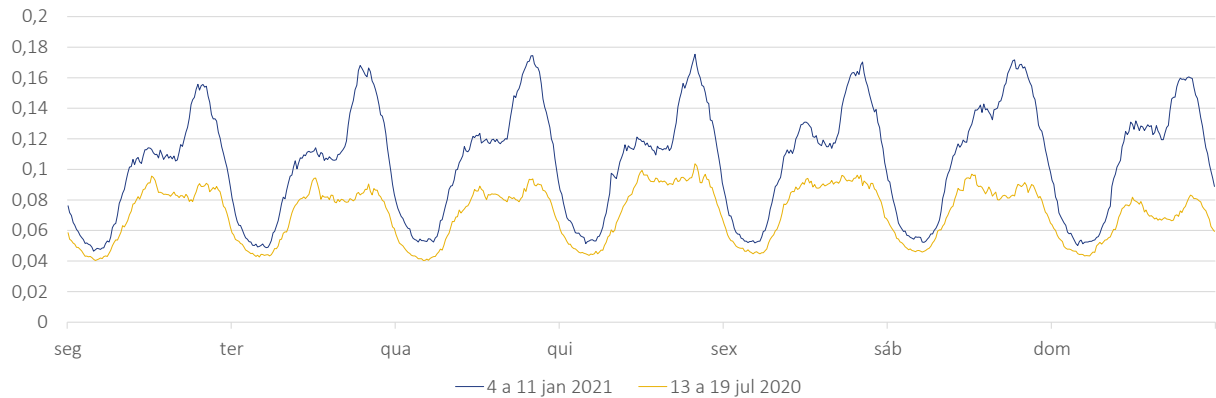
Quanto às opções tarifárias de BTN, os contadores têm uma discriminação de, no máximo, três períodos horários, pelo que a informação sobre as quantidades não tem o nível de discriminação suficiente e compatível com o utilizado nas quantidades para o cálculo das tarifas.

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 2021.

Estes diagramas reportam ao período entre 1 de abril de 2020 e 31 de março de 2021 e são diferenciados entre tarifa simples, bi-horária e tri-horária. Cada uma das figuras seguintes (Figura 13-1 à Figura 13-3), apresenta duas semanas, uma do período húmido e outra do período seco, o que permite observar as diferenças no comportamento do consumo entre esses dois períodos, para as diferentes opções tarifárias.

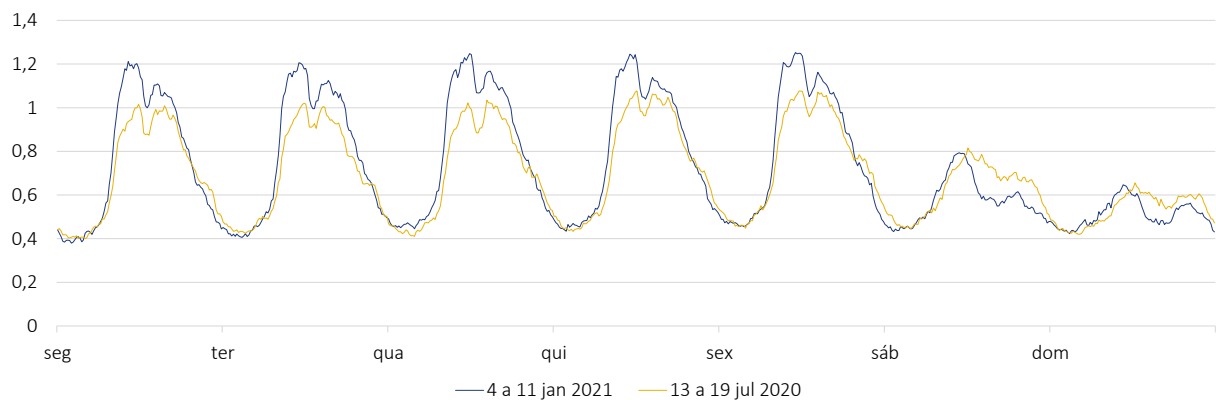
**Figura 13-1 - Perfil de consumo para BTN Simples**



**Figura 13-2 - Perfil de consumo para BTN Bi-horária**



**Figura 13-3 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária**



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

### 13.1 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN TRI-HORÁRIA

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

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

BTN 3H	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	32%	17%
Período II, III	34%	17%

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

BTN 3H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	59%	48%	49%
Período II, III	41%	52%	51%

### 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%	40%
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%	16%
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%	51%	54%
Período II, III	32%	49%	46%

### 13.3 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN SIMPLES

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

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

## Simples

BTN Simples	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	10%	25%	14%	5%
Período II, III	5%	25%	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, foi decidido aceitar os valores propostos pelos operadores das redes.

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 2022 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
$V_{MAT}^h$	1,31	1,26	1,25	1,28
$V_{AT/RNT}^h$	1,75	1,68	1,67	1,71
$V_{AT}^h$	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 2022 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
$V_{MAT}^h$	1,27	1,26
$V_{AT/RNT}^h$	1,69	1,68
$V_{AT}^h$	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 2022 (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	3,32	2,88
MT	8,01	6,14
BT	18,61	13,32

## 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 2022.

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 adotado nos períodos regulatórios anteriores, os valores agora publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório de 2022-2025.

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 2022, 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 adotado nos períodos regulatórios anteriores, os valores agora publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório de 2022-2025.

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