

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA  
DE ENERGIA ELÉCTRICA  
EM 2011**

Dezembro 2010

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 ELÉCTRICA</b> .....	<b>3</b>
2.1	Balanço de energia eléctrica para o Continente .....	3
2.2	Balanço de energia eléctrica para a Região Autónoma dos Açores .....	13
2.3	Balanço de energia eléctrica para a Região Autónoma da Madeira .....	14
2.4	Consumos e número de consumidores de energia eléctrica em Portugal .....	15
<b>3</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE</b> .....	<b>17</b>
3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	17
3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte .....	18
<b>4</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>21</b>
4.1	Factores de simultaneidade nas redes .....	21
4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	23
4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte .....	24
4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	26
<b>5</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO</b> .....	<b>29</b>
5.1	Tarifa de Energia .....	29
5.2	Tarifas de Comercialização .....	30
<b>6</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE PORTUGAL CONTINENTAL</b> .....	<b>31</b>
6.1	Quantidades consideradas nas tarifas de venda a clientes finais de Portugal continental .....	32
6.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes finais de Portugal Continental .....	36
6.2.1	Muito Alta Tensão .....	36
6.2.2	Alta Tensão .....	37
6.2.3	Média Tensão .....	39
6.2.4	Baixa Tensão Especial .....	40
6.2.5	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA) .....	42
6.2.6	Baixa Tensão Normal (≤20,7 kVA) .....	42
6.3	Caracterização da potência contratada em Baixa Tensão Normal .....	43
<b>7</b>	<b>PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO</b> .....	<b>49</b>
7.1	Quantidades consideradas para os consumos no mercado liberalizado .....	50
7.2	Caracterização do consumo dos clientes no mercado liberalizado .....	52
7.2.1	Muito Alta Tensão .....	52
7.2.2	Alta Tensão .....	53

7.2.3	Média Tensão.....	54
7.2.4	Baixa Tensão Especial.....	56
7.2.5	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	57
7.2.6	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA).....	59
<b>8</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES .....</b>	<b>63</b>
8.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	63
8.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	67
8.2.1	Média Tensão.....	67
8.2.2	Baixa Tensão Especial.....	68
8.2.3	Baixa Tensão Normal (>17,25 kVA).....	69
8.2.4	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 17,25 kVA).....	70
8.3	Caracterização da potência contratada da RAA em Baixa Tensão Normal .....	71
<b>9</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA .....</b>	<b>77</b>
9.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	78
9.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	82
9.2.1	Média Tensão.....	83
9.2.2	Baixa Tensão Especial.....	85
9.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	86
9.2.4	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA).....	87
9.3	Caracterização da potência contratada da RAM em Baixa Tensão Normal.....	89
<b>10</b>	<b>PERFIS DE CONSUMO .....</b>	<b>95</b>
10.1	Diagrama de Carga em BTE.....	97
10.2	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (>20,7 kVA).....	98
10.3	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária ( $\leq$ 20,7 kVA).....	98
10.4	Diagrama de Carga em BTN Bi-horária .....	99
10.5	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	100
10.6	Diagrama de Carga em IP .....	100
<b>11</b>	<b>FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES.....</b>	<b>101</b>
11.1	Factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	101
11.2	Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores..	102
11.3	Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira..	103
<b>12</b>	<b>PERÍODOS HORÁRIOS .....</b>	<b>105</b>

**ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 2-1 - Número acumulado de clientes no mercado livre .....	7
Figura 2-2 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado.....	8
Figura 2-3 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão .....	9
Figura 2-4 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2010 e 2011 .....	10
Figura 2-5 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2010 e 2011.....	10
Figura 2-6 - Estrutura de consumos por mercado e nível de tensão .....	13
Figura 3-1 - Diagrama de carga anual rectangularizado da UGS em 2011.....	17
Figura 3-2 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de URT em 2011 .....	19
Figura 3-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT .....	19
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de UGS em 2011.....	24
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de URT em 2011 .....	25
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT .....	26
Figura 4-4 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de URD em 2011.....	28
Figura 4-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD .....	28
Figura 5-1 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de energia em 2011 .....	30
Figura 6-1 - Diagrama de carga dos clientes de MAT, discriminado por posto horário.....	36
Figura 6-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta em MAT .....	37
Figura 6-3 - Diagrama de carga dos clientes de AT, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	38
Figura 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em AT .....	38
Figura 6-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	39
Figura 6-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT.....	40
Figura 6-7 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	41
Figura 6-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE.....	41
Figura 6-9 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	42
Figura 6-10 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	43
Figura 6-11 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA) .....	44
Figura 6-12 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA).....	44
Figura 6-13 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA) .....	45
Figura 6-14 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA).....	46
Figura 6-15 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>20,7 kVA) .....	46

Figura 6-16 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN≤20,7 kVA).....	47
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por posto horário.....	52
Figura 7-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT.....	53
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por posto horário.....	54
Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT.....	54
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por posto horário.....	55
Figura 7-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT.....	55
Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por posto horário.....	56
Figura 7-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	57
Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período horário.....	57
Figura 7-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA).....	58
Figura 7-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA).....	58
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA).....	59
Figura 7-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária.....	59
Figura 7-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	60
Figura 7-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN<20,7 kVA).....	60
Figura 7-16 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN<20,7 kVA).....	61
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário.....	67
Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa Tetra-horária em MT.....	68
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário.....	69
Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE.....	69
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>17,25 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	70
Figura 8-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤17,25 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA.....	71
Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>17,25 kVA), na RAA.....	72

Figura 8-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤17,25 kVA), na RAA.....	72
Figura 8-9 - Distribuição dos consumos por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>17,25 kVA), na RAA.....	73
Figura 8-10 - Distribuição dos consumos por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤17,25 kVA), na RAA.....	74
Figura 8-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>17,25 kVA), na RAA.....	74
Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN≤17,25 kVA), na RAA.....	75
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	83
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT, na RAM.....	84
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de MT 6,6 kV Consumidores especiais, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	84
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT 6,6 kV Consumidores especiais, na RAM.....	85
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	85
Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE, na RAM.....	86
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário, na RAM.....	87
Figura 9-8 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤20,7 kVA), BTN (≤20,7 kVA) Não Domésticos e BTN (≤20,7 kVA) Consumidores especiais, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	88
Figura 9-9 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM.....	89
Figura 9-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (≤20,7 kVA), de BTN (≤20,7 kVA) Não Domésticos e de BTN (≤20,7 kVA) Consumidores especiais, na RAM.....	90
Figura 9-11 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM.....	91
Figura 9-12 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (≤20,7 kVA), de BTN (≤20,7 kVA) Não Domésticos e de BTN (≤20,7 kVA) Consumidores especiais, na RAM.....	91
Figura 9-13 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção potência BTN (>20,7 kVA), na RAM.....	92
Figura 9-14 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (≤20,7 kVA), BTN (≤20,7 kVA) Não Domésticos e BTN (≤20,7 kVA) Consumidores especiais, na RAM.....	93
Figura 10-1 - Perfil de consumo para BTE em 2007.....	96
Figura 10-2 - Perfil de consumo para BTN Classe A em 2007.....	96
Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2007.....	96
Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2007.....	97
Figura 10-5 - Perfil de consumo para IP em 2007.....	97

**ÍNDICE DE QUADROS**

Quadro 2-1 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2007 a 2011 .....	4
Quadro 2-2 - Previsões da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental para 2008 a 2011 .....	5
Quadro 2-3 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura.....	5
Quadro 2-4 - Evolução do número de consumidores no período 2008 a 2011 .....	11
Quadro 2-5 - Evolução dos fornecimentos de energia eléctrica no período 2008 a 2011.....	12
Quadro 2-6 - Balanço de energia eléctrica da EDA .....	14
Quadro 2-7 - Balanço de energia eléctrica da EEM.....	15
Quadro 2-8 - Consumos e consumidores de energia eléctrica em Portugal .....	16
Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte.....	17
Quadro 3-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa $URT_{MAT}$ do ORT .....	18
Quadro 3-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa $URT_{AT}$ do ORT .....	18
Quadro 4-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição.....	21
Quadro 4-2 - Coeficientes de simultaneidade de uso de redes para 2011 .....	22
Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema .....	23
Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{MAT}$ .....	24
Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{AT}$ .....	25
Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{AT}$ .....	27
Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{MT}$ .....	27
Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{BT}$ .....	27
Quadro 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de energia .....	29
Quadro 5-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT, BTE e BTN .....	30
Quadro 6-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE e das tarifas de venda a clientes finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN do comercializador de último recurso .....	31
Quadro 6-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MAT .....	32
Quadro 6-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em AT .....	32
Quadro 6-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT .....	33
Quadro 6-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE .....	33
Quadro 6-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA) .....	34
Quadro 6-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA) Sazonal .....	34



Quadro 6-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	34
Quadro 6-9 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 2,3$ kVA) .....	35
Quadro 6-10 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 20,7$ kVA) Sazonal .....	35
Quadro 6-11 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BT Iluminação Pública.....	35
Quadro 7-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado .....	49
Quadro 7-2 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT.....	50
Quadro 7-3 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT.....	50
Quadro 7-4 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT .....	50
Quadro 7-5 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE .....	51
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ( $> 20,7$ kVA).....	51
Quadro 7-7 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	51
Quadro 8-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA .....	63
Quadro 8-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em MT tetra-horária .....	63
Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTE .....	64
Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ( $> 17,25$ kVA) Tri-horária .....	64
Quadro 8-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ( $> 17,25$ kVA) Organismos .....	65
Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ( $> 17,25$ kVA) Outros consumidores.....	65
Quadro 8-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ( $\leq 17,25$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	66
Quadro 8-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ( $\leq 2,3$ kVA).....	66
Quadro 8-9 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BT Iluminação Pública .....	66
Quadro 9-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	77
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em AT .....	78
Quadro 9-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT 30 kV e MT 6,6 kV.....	78

Quadro 9-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT 6,6 kV Consumidores especiais.....	79
Quadro 9-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE.....	79
Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE Médias Utilizações Consumidores especiais.....	80
Quadro 9-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN (>20,7 kVA) Tri-horária.....	80
Quadro 9-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	81
Quadro 9-9 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ( $\leq 2,3$ kVA).....	81
Quadro 9-10 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) Bi-horária Não Domésticos.....	81
Quadro 9-11 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) Consumidores especiais.....	82
Quadro 9-12 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN( $\leq 2,3$ kVA) Consumidores especiais.....	82
Quadro 9-13 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BT Iluminação Pública.....	82
Quadro 10-1 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN.....	95
Quadro 10-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTE.....	98
Quadro 10-3 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA).....	98
Quadro 10-4 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA).....	98
Quadro 10-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ( $\leq 20,7$ kVA).....	99
Quadro 10-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ( $\leq 20,7$ kVA).....	99
Quadro 10-7 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária.....	99
Quadro 10-8 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária.....	99
Quadro 10-9 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária.....	100
Quadro 10-10 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respectivo período sazonal em BTN Simples.....	100
Quadro 10-11 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respectivo período sazonal em IP.....	100
Quadro 11-1 - Factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	102
Quadro 11-2 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores....	103
Quadro 11-3 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira....	104
Quadro 12-1 - Períodos horários para as tarifas de energia eléctrica em 2010.....	105

## 1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade do operador da rede de transporte, das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição (que determinam as tarifas de acesso às redes), das tarifas por actividade do comercializador de último recurso, tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE e nas tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN de Portugal Continental, da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), para vigorar em 2011. 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 de Venda a Clientes Finais condicionam o cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição e por consequência das tarifas de Acesso às Redes.

O presente documento está organizado da seguinte forma:

- No capítulo 2 apresenta-se a caracterização da procura agregada de energia eléctrica, em Portugal Continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.
- No capítulo 3 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por actividade a aplicar pelo operador da rede de transporte.
- No capítulo 4 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição.
- No capítulo 5 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por actividade do comercializador de último recurso.
- Nos capítulos 6 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE e nas tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN de Portugal Continental.
- No capítulo 7 apresentam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado.
- Nos capítulos 8 e 9 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM, respectivamente.
- No capítulo 10 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BT.

- No capítulo 11 apresentam-se os factores de ajustamento para perdas nas redes de transporte e distribuição (no termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações).
- No capítulo 12 apresentam-se os períodos horários de entrega de energia eléctrica.

## 2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Neste capítulo justificam-se os pressupostos considerados pela ERSE para o balanço de energia eléctrica, quer em Portugal Continental, quer para as regiões autónomas, para o cálculo das tarifas de energia eléctrica para o ano de 2011. As quantidades globais assumidas têm como base a informação das previsões enviada pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão e às quotas de mercado.

### 2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA O CONTINENTE

Em Junho de 2010, a REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal enviaram as estimativas de consumo para 2010 e previsões para o ano de 2011 com diferenças ao nível do consumo referido à emissão. O balanço de energia eléctrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas para o ano de 2011, consta no Quadro 2-1 e no Quadro 2-2.

Na sequência da análise aos valores enviados pelas empresas e da evolução dos consumos de electricidade nos primeiros 9 meses de 2010, a ERSE considerou um balanço de energia eléctrica com base nos seguintes pressupostos:

- Previsão de consumos enviada pela EDP Distribuição, em Junho, para o ano de 2010 e de 2011, na qual se estima um crescimento global da energia total distribuída de 2% ao ano entre 2009 e 2011.
- Por nível de tensão, os consumos para 2011 apontam para crescimentos na ordem dos 3% e 1%, para NT e BTN, respectivamente.
- Taxa de perdas da rede de transporte de 1,4% em 2010 e de 1,1% em 2011, de acordo com as previsões da REN.
- Taxas de perdas nas redes de distribuição<sup>1</sup> de 7,90% em 2010 e de 7,80% em 2011, de acordo com os novos valores de referência fixados para o período regulatório em curso.
- Consumo referido à emissão de 53 324 GWh para 2011, tendo em conta a taxa de perdas de referência nas redes de distribuição e a taxa de perdas no transporte previstas pela REN.
- Previsão de consumo no mercado livre para 2011 tendo em conta a evolução histórica do mercado livre, a introdução da disposição legal de extinguir a tarifa regulada de fornecimentos para clientes finais em MAT, AT, MT e BTE, bem como a alteração no regime legal que enquadra a interruptibilidade.

---

<sup>1</sup> Taxa de perdas nas redes de distribuição = perdas na rede de distribuição / fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT).

- Para 2011 prevê-se uma maior saída de clientes para o mercado da seguinte forma: MAT até Junho de 2011; AT até Setembro de 2011 e MT e BTE até Dezembro de 2011.
- Para os clientes de BTN estima-se que as saídas para o mercado se farão de forma linear ao longo de 2010 e 2011, sendo expectável algum incremento no ritmo de entrada em mercado em 2011.
- Compatibilização do número de consumidores tendo em conta o consumo unitário médio por nível de tensão.

### CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

O valor do consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2011 reflecte um acréscimo face ao real de 2009 de 3,4% ao ano, situação justificada pela retoma do consumo face ao decréscimo acentuado sentido em 2009 devido ao início da recessão económica. No entanto, para 2011 prevê-se uma evolução estável das principais variáveis que afectam o consumo.

Os quadros seguintes sintetizam os valores do balanço de energia eléctrica considerados.

### Quadro 2-1 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2007 a 2011

	2007 GWh	2008 GWh	2008 / 2007 %	2009 GWh	2009 / 2008 %	2010 GWh	2010 / 2009	2011 GWh	2011 / 2010
Real	50 054	50 591	1,1%	49 869					
Previsões para o período regulatório 2009-2011									
REN		51 099	2,1%	52 600	2,9%	54 199	3,0%	55 799	3,0%
EDP Distribuição <sup>(1)</sup>		50 916	1,7%	52 513	3,1%	53 911	2,7%	55 425	2,8%
ERSE		50 708	1,3%	52 440	3,4%	53 751	2,5%	55 095	2,5%
Previsões para Tarifas 2011									
EDP Distribuição - Junho 10 <sup>(1)</sup>						51 876	4,0%	52 359	0,9%
REN - Junho 10						52 136	4,5%	53 950	3,5%
Proposta ERSE						<b>52 413</b>	<b>5,1%</b>	<b>53 324</b>	<b>1,7%</b>

Nota:

<sup>(1)</sup> Valores enviados pela EDP Distribuição ao nível da energia entrada na rede de distribuição, adicionados da compensação síncrona, dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte tendo em conta os valores enviados pela REN.

Refira-se que o nível de consumo referido à emissão considerado pela ERSE para 2011 na presente proposta de tarifas (53 324 GWh) é ligeiramente inferior ao valor enviado pela REN.

**Quadro 2-2 - Previsões da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental para 2008 a 2011**

Unidade: GWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDP DISTRIBUIÇÃO Junho 2010		ERSE Tarifas 2011		ERSE - Empresa Tarifas 2010	
	2008	2009	2010	2011	2010	2011	2010	2011
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>50 102</b>	<b>49 422</b>	<b>51 139</b>	<b>51 748</b>	<b>51 669</b>	<b>52 702</b>	<b>530</b>	<b>954</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 633 8,11%	3 277 7,35%	3 701 8,05%	3 752 8,07%	3 665 7,90%	3 693 7,80%	-36	-59
- Consumos Próprios							0	0
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO</b>	<b>46 469</b>	<b>46 146</b>	<b>47 438</b>	<b>47 996</b>	<b>48 004</b>	<b>49 009</b>	<b>566</b>	<b>1 013</b>
(Variação média anual)	1,0%	-0,7%	2,8%	1,2%	4,0%	2,1%		
BT (Variação média anual)	24 127 1,3%	24 898 3,2%	25 491 2,4%	25 880 1,5%	25 731 3,3%	26 083 1,4%	240	203
MT (Variação média anual)	14 315 -0,5%	13 898 -2,9%	14 197 2,2%	14 298 0,7%	14 568 4,8%	14 996 2,9%	371	698
AT (Variação média anual)	6 360 1,3%	5 812 -8,6%	6 275 8,0%	6 307 0,5%	6 092 4,8%	6 271 2,9%	-183	-36
MAT (Variação média anual)	1 667 8,9%	1 538 -7,8%	1 475 -4,1%	1 511 2,4%	1 612 4,8%	1 659 2,9%	137	148

**Quadro 2-3 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura**

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP Serviço Universal Junho 2010		ERSE Tarifas 2011		ERSE - Empresa Tarifas 2011	
	2008	2009	2010	2011	2010	2011	2010	2011
+ Energia comprada nos mercados organizados	31 639	24 860	17 489	5 891	19 688	11 513	2 199	5 622
+ CESUR	6 214	1 828	0	0	0	0	0	0
+ Produção em regime especial	11 578	14 386	16 768	17 408	15 680	16 331	-1 088	-1 077
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 507 8,04%	2 826 7,79%	2 957 9,76%	2 381 11,51%	2 928 9,44%	2 552 10,30%	-29	171
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	634 1,4%	622 1,7%	411 1,3%	233 1,1%	495 1,5%	319 1,3%	84	86
<b>Total das aquisições</b>	<b>49 431</b>	<b>41 073</b>	<b>34 257</b>	<b>23 299</b>	<b>35 368</b>	<b>27 844</b>	<b>1 111</b>	<b>4 545</b>

**CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO**

A projecção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o ano de 2011 pode ser fundamentada na análise da seguinte informação:

- Evolução histórica do número de clientes em actividade no mercado livre e respectivos 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.
- Evolução histórica do peso relativo do consumo efectivo de clientes no mercado livre no consumo global de Portugal continental.

Por outro lado, a evolução previsional do mercado livre não pode deixar de considerar a recente disposição legal de proceder à extinção das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais para instalações em MAT, AT, MT e BTE, facto que se repercutirá forçosamente de forma distinta para cada nível de tensão abrangido pela referida disposição.

A repercussão da decisão legal de extinguir as tarifas reguladas não será imediata para o conjunto de clientes abrangidos, devendo antecipar-se um ajustamento à mesma faseado e gradual no tempo. Em face do peso relativo e da expressão dos consumos médios unitários dos clientes de cada nível de tensão, é razoável assumir que os clientes de maior consumo, tipicamente os que são abastecidos em MAT e AT observarão uma migração mais rápida entre o mercado regulado e o mercado livre, quando comparada com a que se poderá observar no conjunto de clientes em MT e BTE, mais alargado em número e diversidade da estrutura de consumo.

Assim, considerando a evolução histórica do mercado livre, a introdução da disposição legal de extinguir a tarifa regulada de fornecimento para clientes finais em MAT, AT, MT e BTE, bem como a alteração no regime legal que enquadra a interruptibilidade, a evolução previsional quer do número de clientes, quer do consumo realizado em mercado livre que aqui se apresenta parte dos seguintes pressupostos:

- A passagem a mercado livre dos clientes em MAT ainda abastecidos deverá desenrolar-se até ao final do primeiro semestre de 2011;
- A passagem a mercado livre dos clientes em AT ainda abastecidos deverá desenrolar-se até ao final do terceiro trimestre de 2011;
- Para os clientes em MT e em BTE a concretização da migração entre mercado regulado e mercado livre estará tendencialmente concluída em final de 2011;
- A passagem de clientes em BTN para mercado livre será relativamente linear ao longo de 2010 e 2011, sendo expectável algum incremento do ritmo de entrada em mercado livre em 2011, desde



logo ditado por sinergias de actuação da comercialização livre decorrentes da extinção de tarifas reguladas para outros fornecimentos.

Numa perspectiva evolutiva, em média durante o ano de 2009, mais de 237 000 clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento de cerca de 35% face a 2008. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, embora o ritmo de crescimento dos segmentos de nível de tensão mais elevado seja claramente superior.

No final de 2009 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo médio anual de que excedia os 8,5 TWh, mais de 6 vezes acima do valor de consumo médio anual observado em 2008 e o segundo mais elevado da série histórica de consumos anuais no mercado livre.

A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2002, já deduzido do número de clientes que mudaram para o comercializador regulado, consta da Figura 2-1. Por outro lado, a Figura 2-2 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado livre, desde 2002, de forma cumulativa ao consumo no mercado regulado.

**Figura 2-1 - Número acumulado de clientes no mercado livre**

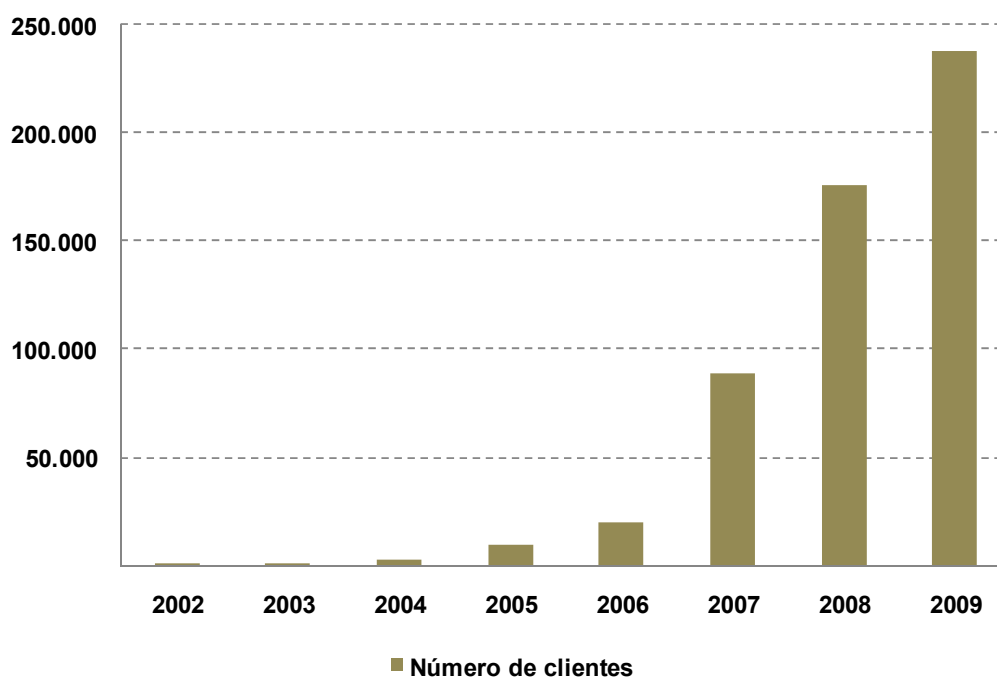
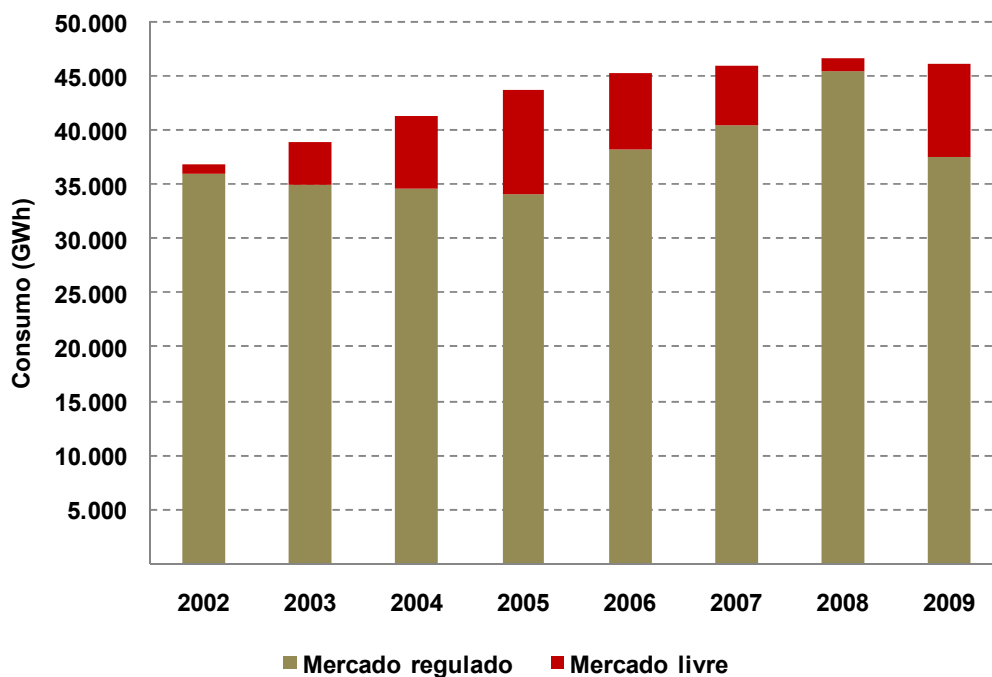
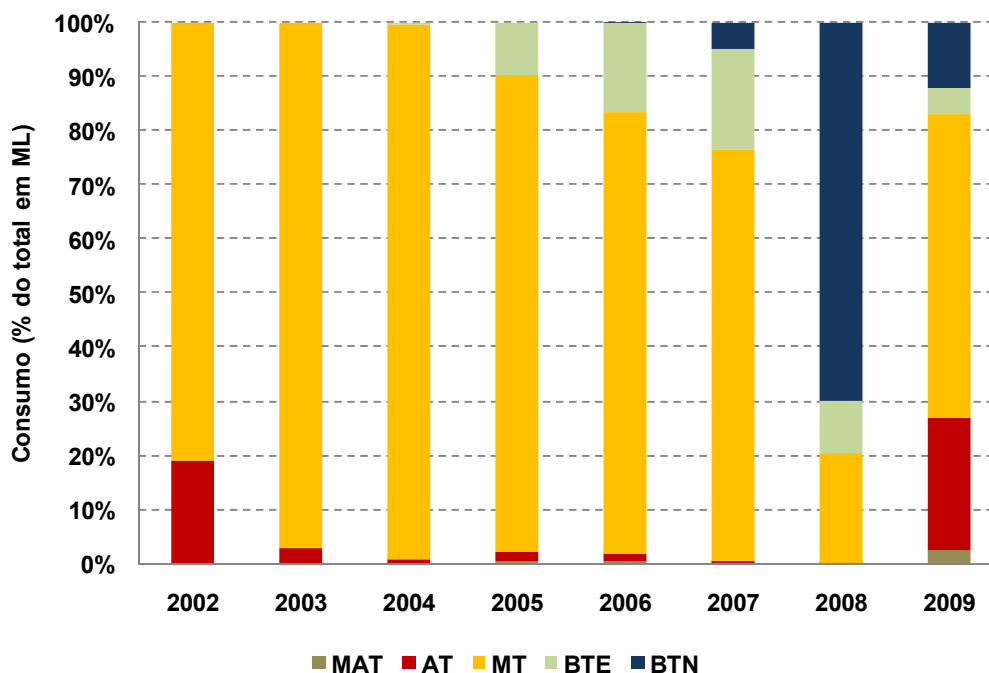


Figura 2-2 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



A evolução do número de clientes em mercado livre é notoriamente influenciado pela abertura do mercado aos clientes de baixa tensão, ocorrida em termos efectivo em 2006. Estes clientes representam, em número, a esmagadora maioria dos clientes em mercado livre. Por seu lado, a estrutura do consumo atribuído a mercado livre, apresentada na Figura 2-3, demonstra uma alteração substancial entre 2008 e 2009, com a parte substancial dos consumos a ser atribuível a clientes de MAT, AT e MT. Inclusivamente, os consumos de clientes em MAT e AT representaram em 2009 um peso relativo máximo desde o início da abertura do mercado eléctrico em Portugal. Esta circunstância reforça a solidez do pressuposto de entrada mais rápida em mercado livre daquele tipo de clientes.

Figura 2-3 - 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 2-4 e da Figura 2-5. O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor global de cerca de 400 mil clientes em 2010 e de 660 mil em 2011. No que respeita às estimativas de consumo para 2010 e 2011, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respectivamente, 33,5% e 49% do consumo total.

Figura 2-4 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2010 e 2011

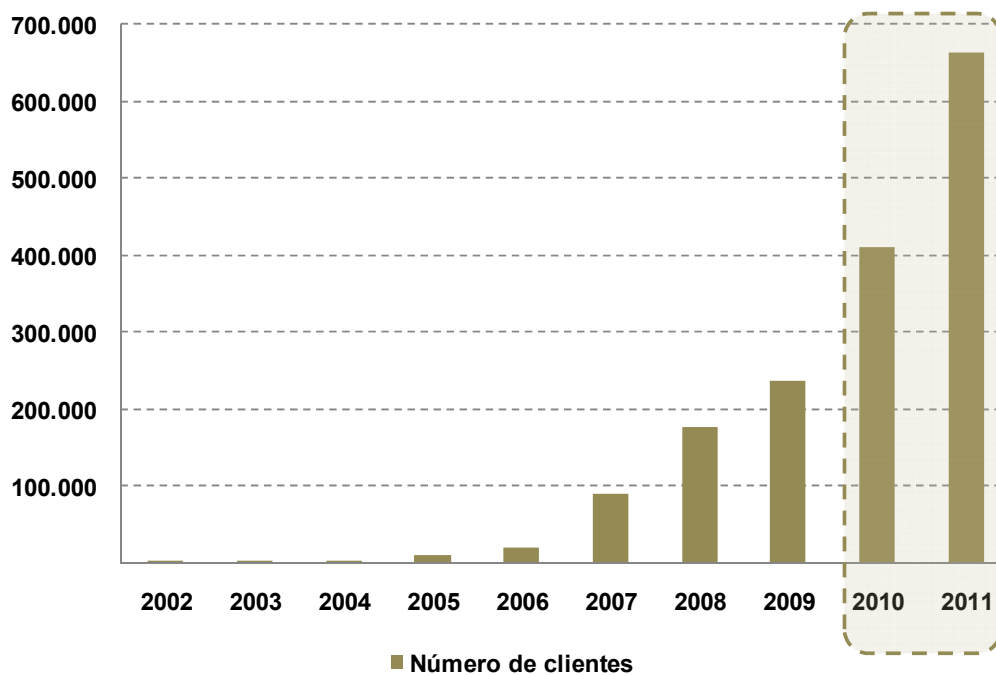
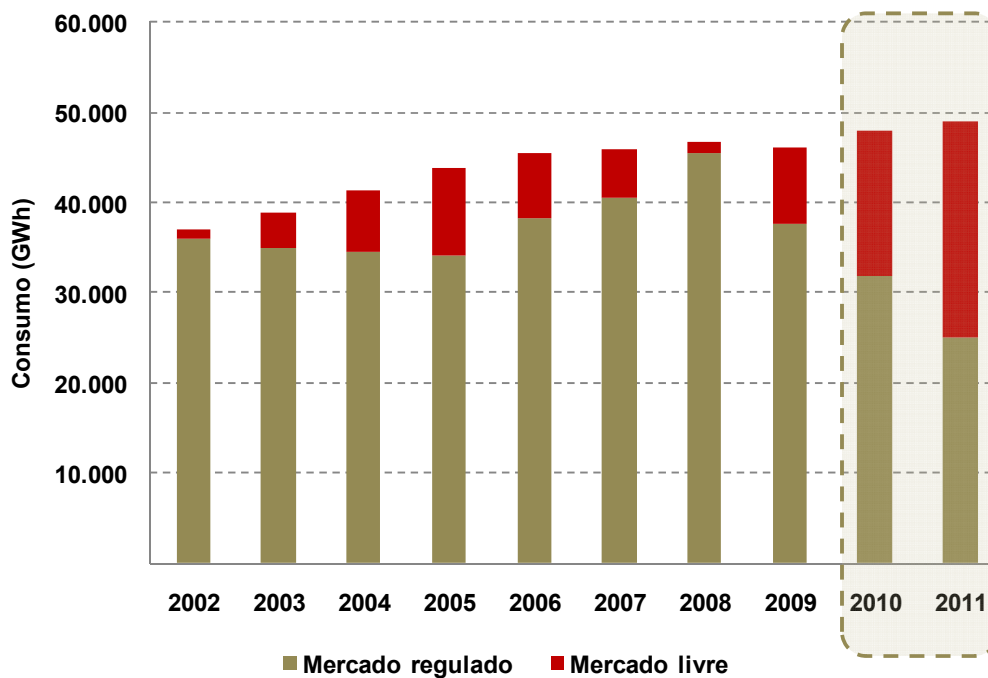


Figura 2-5 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2010 e 2011



**SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS PREVISTOS PARA OS ANOS 2010 E 2011**

Desta forma e tendo em conta o acima mencionado, os valores previstos para 2010 e 2011 do número de consumidores e respectivos consumos dos clientes são sintetizados no Quadro 2-4 e no Quadro 2-5, respectivamente.

**Quadro 2-4 - Evolução do número de consumidores no período 2008 a 2011**

	Número médio de consumidores								
	2008 Real <sup>(1)</sup>	2009 Real <sup>(1)</sup>	Δ%	Tarifas 2010	2010 <sup>E</sup>	Δ 2010 / Tarifas 2010	2010 <sup>E</sup> / 2009 real	T2011	Δ%
<b>N. de consumidores no CUR</b>	<b>5 890 427</b>	<b>5 866 614</b>	<b>-0,4%</b>	<b>5 596 923</b>	<b>5 822 522</b>	<b>4,0%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>5 639 300</b>	<b>-3,1%</b>
MAT	57	40	-29,8%	50	32	-35,6%	-19,5%	7	-78,9%
AT	230	214	-7,0%	112	85	-24,2%	-60,3%	29	-66,2%
MT	22 913	20 297	-11,4%	8 965	9 104	1,5%	-55,1%	4 236	-53,5%
BTE	32 170	30 208	-6,1%	26 239	24 387	-7,1%	-19,3%	11 513	-52,8%
BTN	5 786 172	5 766 075	-0,3%	5 512 147	5 738 089	4,1%	-0,5%	5 572 132	-2,9%
IP	48 885	49 780	1,8%	49 410	50 825	2,9%	2,1%	51 384	1,1%
<b>N. de consumidores no ML</b>	<b>197 753</b>	<b>237 381</b>	<b>20,0%</b>	<b>506 012</b>	<b>410 297</b>	<b>-18,9%</b>	<b>72,8%</b>	<b>662 795</b>	<b>61,5%</b>
MAT	0	15		3	24	703,6%		50	108,9%
AT	1	35	3400,0%	95	170	79,0%		230	35,2%
MT	7	2 732	38928,6%	13 981	14 481	3,6%	430,0%	19 695	36,0%
BTE	457	2 736	498,7%	6 378	9 816	53,9%	258,8%	23 694	141,4%
BTN	197 288	231 863	17,5%	485 555	385 805	-20,5%	66,4%	619 126	60,5%
<b>N. de consumidores total</b>	<b>6 088 180</b>	<b>6 103 995</b>	<b>0,3%</b>	<b>6 102 935</b>	<b>6 232 819</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,1%</b>	<b>6 302 095</b>	<b>1,1%</b>
MAT	57	55	-3,5%	53	56	6,3%	2,4%	57	1,5%
AT	231	249	7,8%	207	255	23,2%	2,4%	259	1,5%
MT	22 920	23 029	0,5%	22 946	23 584	2,8%	2,4%	23 930	1,5%
BTE	32 627	32 944	1,0%	32 617	34 203	4,9%	3,8%	35 207	2,9%
BTN	5 983 460	5 997 938	0,2%	5 997 702	6 123 895	2,1%	2,1%	6 191 258	1,1%
IP	48 885	49 780	1,8%	49 410	50 825	2,9%	2,1%	51 384	1,1%
<b>Peso do Mercado Livre</b>	<b>3,2%</b>	<b>3,9%</b>		<b>8,3%</b>	<b>6,6%</b>			<b>10,5%</b>	
MAT	0,0%	27,3%		5,7%	42,8%			88,1%	
AT	0,4%	14,1%		45,9%	66,7%			88,9%	
MT	0,0%	11,9%		60,9%	61,4%			82,3%	
BTE	1,4%	8,3%		19,6%	28,7%			67,3%	
BTN	3,3%	3,8%		8,0%	6,2%			9,9%	

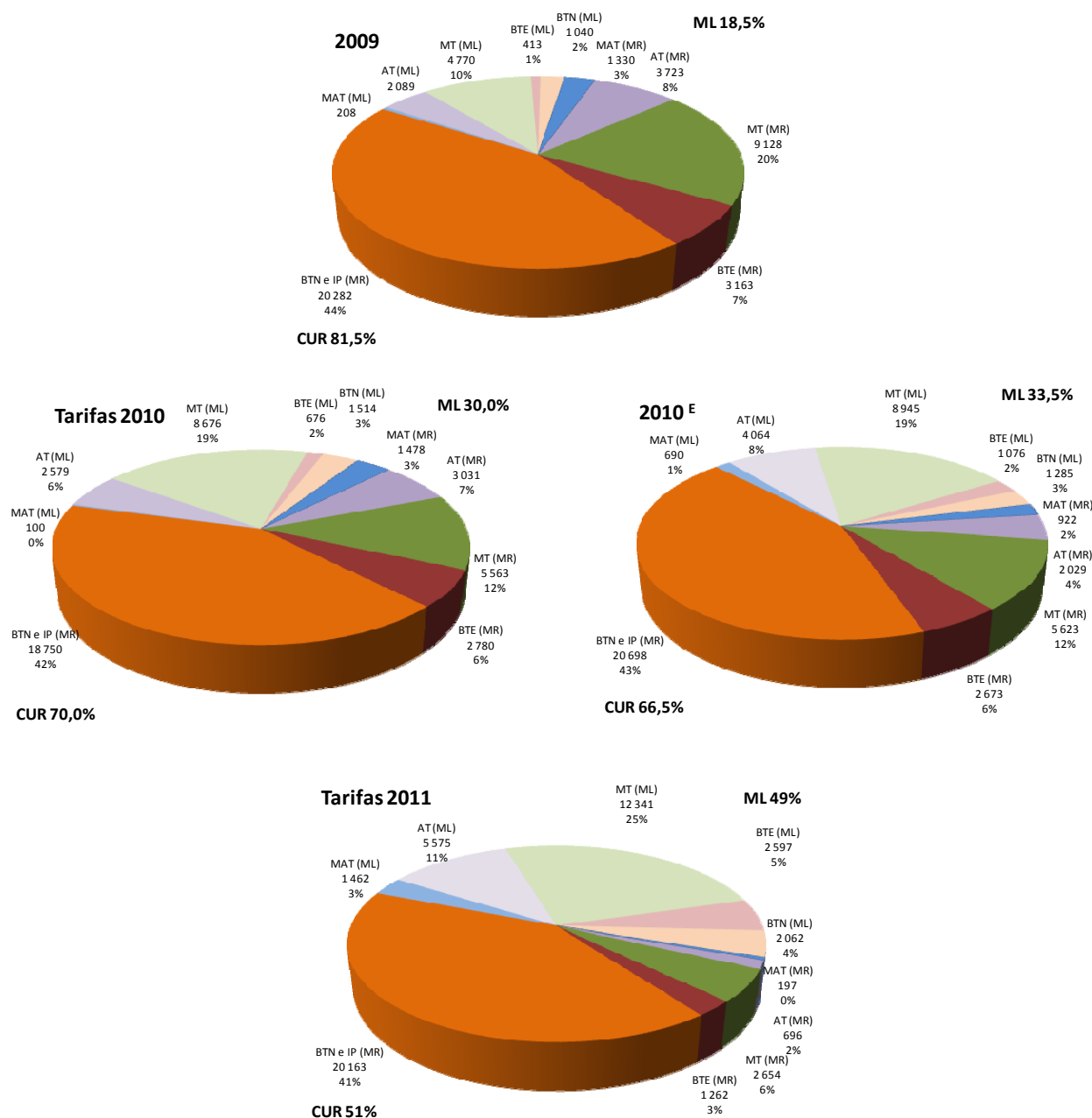
Nota: <sup>(1)</sup> N.º de clientes implícito na facturação mensal.

**Quadro 2-5 - Evoluão dos fornecimentos de energia eléctrica no período 2008 a 2011**

	Fornecimentos de energia eléctrica (GWh)								
	2008 Real	2009 Real	Δ%	Tarifas 2010	2010 <sup>E</sup>	Δ 2010/ Tarifas 2010	2010 <sup>E</sup> / 2009 real	T2011	Δ%
<b>Fornecimentos CUR</b>	<b>45 289</b>	<b>37 626</b>	<b>-16,9%</b>	<b>31 602</b>	<b>31 945</b>	<b>1,1%</b>	<b>-15,1%</b>	<b>24 972</b>	<b>-21,8%</b>
MAT	1 667	1 330	-20,2%	1 478	922	-37,6%	-30,7%	197	-78,6%
AT	6 358	3 723	-41,4%	3 031	2 029	-33,1%	-45,5%	696	-65,7%
MT	14 052	9 128	-35,0%	5 563	5 623	1,1%	-38,4%	2 654	-52,8%
BTE	3 340	3 163	-5,3%	2 780	2 673	-3,9%	-15,5%	1 262	-52,8%
BTN	18 364	18 740	2,0%	17 189	19 108	11,2%	2,0%	18 556	-2,9%
IP	1 509	1 542	2,2%	1 561	1 590	1,8%	3,1%	1 607	1,1%
<b>Fornecimentos ML</b>	<b>1 180</b>	<b>8 520</b>	<b>622,2%</b>	<b>13 544</b>	<b>16 059</b>	<b>18,6%</b>	<b>88,5%</b>	<b>24 037</b>	<b>49,7%</b>
MAT	0	208		100	690	593,3%		1 462	
AT	2	2 089	90717,4%	2 579	4 064	57,6%		5 575	37,2%
MT	263	4 770	1713,8%	8 676	8 945	3,1%	87,5%	12 341	38,0%
BTE	219	413	88,4%	676	1 076	59,2%	160,3%	2 597	141,4%
BTN	695	1 040	49,7%	1 514	1 285	-15,1%	23,5%	2 062	60,5%
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>46 469</b>	<b>46 146</b>	<b>-0,7%</b>	<b>45 146</b>	<b>48 004</b>	<b>6,3%</b>	<b>4,0%</b>	<b>49 009</b>	<b>2,1%</b>
MAT	1 667	1 538	-7,8%	1 577	1 612	2,2%	4,8%	1 659	2,9%
AT	6 360	5 812	-8,6%	5 610	6 092	8,6%	4,8%	6 271	2,9%
MT	14 315	13 898	-2,9%	14 239	14 568	2,3%	4,8%	14 996	2,9%
BTE	3 559	3 576	0,5%	3 456	3 749	8,5%	4,8%	3 859	2,9%
BTN	19 059	19 780	3,8%	18 703	20 393	9,0%	3,1%	20 617	1,1%
IP	1 509	1 542	2,2%	1 561	1 590	1,8%	3,1%	1 607	1,1%
<b>Peso do Mercado Livre (média do ano)</b>	<b>2,5%</b>	<b>18,5%</b>		<b>30,0%</b>	<b>33,5%</b>			<b>49,0%</b>	
MAT	0,0%	13,5%		6,3%	42,8%			88,1%	
AT	0,0%	35,9%		46,0%	66,7%			88,9%	
MT	1,8%	34,3%		60,9%	61,4%			82,3%	
BTE	6,2%	11,6%		19,6%	28,7%			67,3%	
BTN	3,4%	4,9%		7,5%	5,8%			9,3%	

Conforme se pode concluir da análise da Figura 2-6 estima-se para 2010 a recuperação da quota do mercado livre média anual para níveis acima dos 30%, atingindo cerca de 50% dos consumos em 2011. O aumento acentuado da quota do mercado livre é justificado pela saída exponencial dos consumidores dos níveis de tensão mais elevados para os quais as tarifas são extintas a partir de 1 de Janeiro de 2011.

Figura 2-6 - Estrutura de consumos por mercado e nível de tensão



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

Em Junho de 2010, a Empresa de Electricidade dos Açores, SA (EDA) enviou a estimativa do balanço de energia eléctrica para 2010 e previsão para o 2011.

A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê uma desaceleração nas taxas de crescimento da procura em cerca de 2,2 pontos percentuais, relativamente ao ocorrido

entre 2002 e 2009, período em que se verificou um crescimento médio do consumo de 5,3% ao ano. A taxa de crescimento do consumo referido à emissão prevista para 2011, de 3,1%, é inferior à verificada no período 2002 a 2009 em 1,6 pontos percentuais, demonstrando alguma prudência nas previsões de evolução do consumo.

A EDA tem uma estrutura de fornecimentos suportada no segmento de BT que representa 62,6% do total da energia fornecida. O nível de perdas tem vindo a decrescer significativamente situando-se em 2009 nos 7,2%. Para os anos 2010 e 2011, a EDA manteve o nível de perdas ocorrido em 2009.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia eléctrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando a evolução dos valores do balanço de energia eléctrica ao longo do período 2002-2009, a estimativa para 2010 e os valores adoptados pela ERSE para cálculo das tarifas para 2011.

**Quadro 2-6 - Balço de energia eléctrica da EDA**

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real									Proposta EDA Junho/2011		ERSE
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Tarifas 2011 <sup>[2]</sup>	
<b>EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b> (Variação média anual)	<b>586 605</b> 7,8%	<b>625 934</b> 6,7%	<b>684 706</b> 9,4%	<b>732 207</b> 6,9%	<b>762 369</b> 4,1%	<b>787 613</b> 3,3%	<b>805 157</b> 2,2%	<b>810 866</b> 0,7%	<b>833 284</b> 2,8%	<b>859 115</b> 3,1%	<b>859 115</b> 3,1%	
- Perdas nas redes (perdas/fornecimentos)	60 494 11,5%	65 797 11,8%	62 685 10,1%	64 686 9,7%	59 200 8,4%	59 347 8,2%	51 455 6,8%	54 118 7,2%	56 169 7,2%	57 611 7,2%	57 611 7,2%	
- Consumos Próprios <sup>[1]</sup>	341	880	1 498	1 436	1 861	1 887	1 992	1 920	2 027	2 097	2 097	
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b> (Variação média anual)	<b>525 770</b> 8,4%	<b>559 257</b> 6,4%	<b>620 523</b> 11,0%	<b>666 085</b> 7,3%	<b>701 308</b> 5,3%	<b>726 378</b> 3,6%	<b>751 710</b> 3,5%	<b>754 828</b> 0,4%	<b>775 088</b> 2,7%	<b>799 407</b> 3,1%	<b>799 407</b> 3,1%	
BT (Variação média anual)	329 968 7,2%	362 442 9,8%	395 841 9,2%	412 651 4,2%	436 746 5,8%	451 304 3,3%	468 643 3,8%	472 961 0,9%	485 127 2,6%	500 318 3,1%	500 318 3,1%	
MT (Variação média anual)	195 802 10,4%	196 815 0,5%	224 682 14,2%	253 434 12,8%	264 562 4,4%	275 074 4,0%	283 066 2,9%	281 867 -0,4%	289 961 2,9%	299 089 3,1%	299 089 3,1%	

Notas:

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

<sup>[2]</sup> Variações relativamente às estimativas da EDA para 2010.

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

Em Junho de 2010, a EEM enviou estimativas do balanço de energia eléctrica para 2010 e previsões para 2011. A taxa de crescimento do consumo referido à emissão para 2011 é de 1,0%, valor superior à taxa de crescimento verificada em 2009 (+0,04%) e à taxa prevista para 2010 (+0,3%).

O nível de fornecimentos a clientes do sistema público da RAM para 2011 é estimado crescer 1,0%, taxa superior em 0,9 p.p. em relação à taxa de crescimento de 2009 (+0,1%). Os valores enviados pela EEM demonstram, por parte da empresa, a estimativa de uma ligeira retoma no nível dos fornecimentos para 2011 face aos valores verificados em 2009. A taxa de crescimento médio anual dos fornecimentos entre 2003 e 2008 situou-se em 4,1%.



A estrutura de consumos prevista para 2011 é a estrutura verificada em 2009. O nível de perdas tem apresentado uma tendência decrescente entre 2005 e 2009, tendo-se situado em 9,4% em 2009. Para 2010 e 2011, a EEM prevê a manutenção desta taxa.

Na sequência desta análise, a ERSE considerou aceitar os valores enviados pela empresa.

O Quadro 2-7 sintetiza os valores do balanço de energia eléctrica da Região Autónoma da Madeira, adoptado pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas para 2011. É igualmente apresentada a evolução dos valores verificados do balanço de energia eléctrica ao longo do período verificado de 2003-2009.

**Quadro 2-7 - Balço de energia eléctrica da EEM**

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real							Proposta EEM Junho/2010		ERSE
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Tarifas 2011 <sup>[2]</sup>
<b>EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>773 238</b>	<b>834 442</b>	<b>886 600</b>	<b>914 660</b>	<b>920 568</b>	<b>960 197</b>	<b>960 593</b>	<b>963 680</b>	<b>973 316</b>	<b>973 316</b>
(Variação média anual)	5,6%	7,9%	6,3%	3,2%	0,6%	4,3%	0,0%	0,3%	1,0%	1,0%
- Perdas nas redes	56 996	71 075	81 781	80 390	79 916	83 264	82 716	82 986	83 815	83 815
(perdas/fornecimentos)	8,0%	9,3%	10,2%	9,6%	9,5%	9,5%	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%
- Consumos Próprios <sup>[1]</sup>	771	826	1 915	867	902	938	954	957	967	967
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>715 471</b>	<b>762 541</b>	<b>802 904</b>	<b>833 402</b>	<b>839 749</b>	<b>875 995</b>	<b>876 923</b>	<b>879 737</b>	<b>888 534</b>	<b>888 534</b>
(Variação média anual)	7,7%	6,6%	5,3%	3,8%	0,8%	4,3%	0,1%	0,3%	1,0%	1,0%
BT	570 940	590 408	628 624	664 822	665 400	688 354	686 053	688 254	695 137	695 137
(Variação média anual)	7,7%	3,4%	6,5%	5,8%	0,1%	3,4%	-0,3%	0,3%	1,0%	1,0%
MT	144 531	172 133	174 281	168 580	174 349	187 642	190 870	191 482	193 397	193 397
(Variação média anual)	7,9%	19,1%	1,2%	-3,3%	3,4%	7,6%	1,7%	0,3%	1,0%	1,0%

Notas:

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

<sup>[2]</sup> Variações relativamente à estimativa para 2009 da EEM.

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

No Quadro 2-8 apresentam-se os consumos e o número de consumidores de energia eléctrica verificados em 2009 (2009R) e previstos nas tarifas para 2010 (2010T) e nas tarifas para 2011 (2011T), em Portugal Continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

**Quadro 2-8 - Consumos e consumidores de energia eléctrica em Portugal**

2009R	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	1 330	3,5%	208	2,4%	0	0,0%	0	0,0%	1 538	3,2%	40	0,0%	15	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	55	0,0%
AT	3 723	9,9%	2 089	24,5%	0	0,0%	0	0,0%	5 812	12,2%	214	0,0%	35	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	249	0,0%
MT	9 128	24,3%	4 770	56,0%	282	37,3%	191	21,8%	14 371	30,1%	20 297	0,3%	2 732	1,2%	658	0,6%	250	0,2%	23 996	0,4%
BT	23 444	62,3%	1 454	17,1%	473	62,7%	686	78,2%	26 057	54,5%	5 846 063	99,6%	234 599	98,8%	118 692	99,4%	135 084	99,8%	6 334 438	99,6%
BTE	3 163	8,4%	413	4,9%	28	3,7%	159	18,1%	3 763	7,9%	30 208	0,5%	2 736	1,2%	195	0,2%	909	0,7%	34 048	0,5%
BTN > 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	2 289	6,1%	93	1,1%	102	13,5%	85	9,7%	2 569	5,4%	68 097	1,2%	3 174	1,3%	4 420	3,7%	2 500	1,8%	78 192	1,2%
BTN <= 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA] e >2,3 k	16 215	43,1%	947	11,1%	304	40,2%	340	38,8%	17 806	37,3%	5 234 486	89,2%	228 889	96,3%	105 116	88,1%	127 745	94,4%	5 696 035	89,6%
BTN <= 2.3 kVA	235	0,6%	0	0,0%	6	0,7%	19	2,1%	259	0,5%	463 492	7,9%	0	0,0%	7 310	6,1%	2 226	1,6%	473 027	7,4%
IP	1 542	4,1%	0	0,0%	34	4,5%	83	9,5%	1 659	3,5%	49 780	0,8%	0	0,0%	1 651	1,4%	1 704	1,3%	53 135	0,8%
<b>TOTAL</b>	<b>37 626</b>	<b>100,0%</b>	<b>8 520</b>	<b>100,0%</b>	<b>755</b>	<b>100,0%</b>	<b>877</b>	<b>100,0%</b>	<b>47 777</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 866 614</b>	<b>100,0%</b>	<b>237 381</b>	<b>100,0%</b>	<b>119 350</b>	<b>100,0%</b>	<b>135 334</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 358 678</b>	<b>100,0%</b>

2010T	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	1 477	4,7%	100	0,7%	0	0,0%	0	0,0%	1 577	3,4%	50	0,0%	3	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	53	0,0%
AT	3 031	9,6%	2 579	19,0%	0	0,0%	0	0,0%	5 610	12,0%	112	0,0%	95	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	207	0,0%
MT	5 563	17,6%	8 676	64,1%	292	37,2%	192	21,4%	14 724	31,4%	8 965	0,2%	13 981	2,8%	665	0,6%	250	0,2%	23 861	0,4%
BT	21 530	68,1%	2 190	16,2%	493	62,8%	706	78,6%	24 919	53,2%	5 587 796	99,8%	491 933	97,2%	118 683	99,4%	136 568	99,8%	6 334 981	99,6%
BTE	2 780	8,8%	676	5,0%	28	3,5%	162	18,1%	3 646	7,8%	26 239	0,5%	6 378	1,3%	159	0,1%	898	0,7%	33 674	0,5%
BTN > 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	2 186	6,9%	195	1,4%	106	13,5%	90	10,0%	2 577	5,5%	67 661	1,2%	6 527	1,3%	4 453	3,7%	2 508	1,8%	81 149	1,3%
BTN <= 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA] e >2,3 k	14 765	46,7%	1 319	9,7%	317	40,3%	360	40,1%	16 761	35,8%	4 967 099	88,7%	479 028	94,7%	103 915	87,1%	129 090	94,4%	5 679 131	89,3%
BTN <= 2.3 kVA	238	0,8%	0	0,0%	7	0,9%	2	0,3%	248	0,5%	477 387	8,5%	0	0,0%	8 521	7,1%	2 312	1,7%	488 220	7,7%
IP	1 561	4,9%	0	0,0%	36	4,5%	91	10,1%	1 688	3,6%	49 410	0,9%	0	0,0%	1 635	1,4%	1 761	1,3%	52 806	0,8%
<b>TOTAL</b>	<b>31 602</b>	<b>100,0%</b>	<b>13 544</b>	<b>100,0%</b>	<b>786</b>	<b>100,0%</b>	<b>898</b>	<b>100,0%</b>	<b>46 829</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 596 923</b>	<b>100,0%</b>	<b>506 012</b>	<b>100,0%</b>	<b>119 348</b>	<b>100,0%</b>	<b>136 819</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 359 102</b>	<b>100,0%</b>

2011T	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	197	0,8%	1 462	6,1%	0	0,0%	0	0,0%	1 659	3,3%	7	0,0%	50	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	57	0,0%
AT	696	2,8%	5 575	23,2%	0	0,0%	0	0,0%	6 271	12,4%	29	0,0%	230	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	259	0,0%
MT	2 654	10,6%	12 341	51,3%	299	37,4%	193	21,8%	15 487	30,5%	4 236	0,1%	19 895	3,0%	684	0,6%	251	0,2%	24 866	0,4%
BT	21 425	85,8%	4 659	19,4%	501	62,6%	695	78,2%	27 280	53,8%	5 635 028	99,9%	642 820	97,0%	120 594	99,4%	135 773	99,8%	6 534 215	99,6%
BTE	1 262	5,1%	2 597	10,8%	30	3,7%	162	18,2%	4 050	8,0%	11 513	0,2%	23 694	3,6%	266	0,2%	914	0,7%	36 386	0,6%
BTN > 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	2 232	8,9%	251	1,0%	110	13,8%	86	9,7%	2 680	5,3%	65 594	1,2%	7 975	1,2%	4 379	3,6%	2 513	1,8%	80 461	1,2%
BTN <= 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	16 079	64,4%	1 811	7,5%	319	39,9%	361	40,6%	18 570	36,6%	5 028 107	89,2%	611 151	92,2%	107 514	88,7%	128 396	94,4%	5 875 169	89,6%
BTN <= 2.3 kVA	245	1,0%	0	0,0%	6	0,7%	2	0,2%	253	0,5%	478 430	8,5%	0	0,0%	6 729	5,5%	2 237	1,6%	487 396	7,4%
IP	1 607	6,4%	0	0,0%	36	4,5%	84	9,5%	1 727	3,4%	51 384	0,9%	0	0,0%	1 706	1,4%	1 713	1,3%	54 803	0,8%
<b>TOTAL</b>	<b>24 972</b>	<b>100,0%</b>	<b>24 037</b>	<b>100,0%</b>	<b>799</b>	<b>100,0%</b>	<b>889</b>	<b>100,0%</b>	<b>50 697</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 639 300</b>	<b>100,0%</b>	<b>662 795</b>	<b>100,0%</b>	<b>121 278</b>	<b>100,0%</b>	<b>136 023</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 559 396</b>	<b>100,0%</b>

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

#### 3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

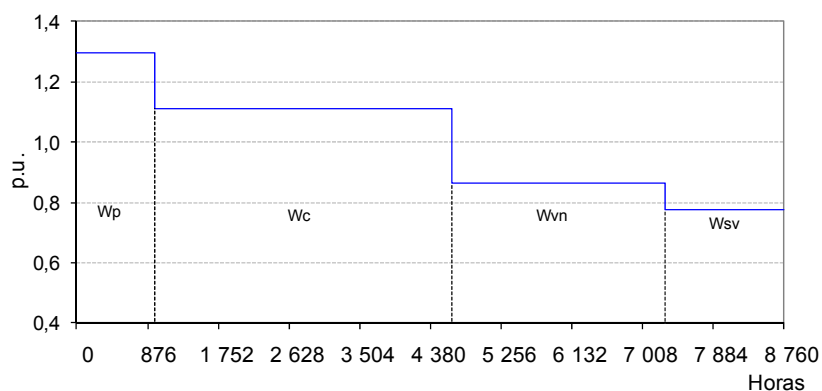
O Quadro 3-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (RNT) à Rede Nacional de Distribuição (RND).

**Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte**

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
<b>Energia activa (MWh)</b>		
	Horas de ponta	7 499 445
	Horas cheias	24 613 427
	Horas de vazio normal	13 754 567
	Horas de super vazio	6 822 558

Na Figura 3-1 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de UGS rectangularizado, discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

**Figura 3-1 - Diagrama de carga anual rectangularizado da UGS em 2011**



	UGS
Potência média anual [MW]	6 015

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

### 3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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

**Quadro 3-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa  $URT_{MAT}$  do ORT**

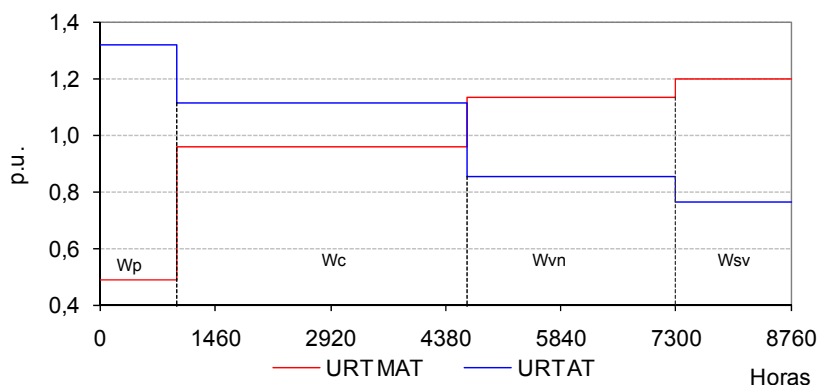
USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	87 218
	Contratada	648 085
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	51 121
	Horas cheias	333 412
	Horas de vazio normal	281 634
	Horas de super vazio	169 724
Períodos II, III	Horas de ponta	37 577
	Horas cheias	337 305
	Horas de vazio normal	286 412
	Horas de super vazio	161 815
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>		
	Fornecida	51 266 857
	Recebida	45 940 633

**Quadro 3-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa  $URT_{AT}$  do ORT**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	7 530 834
	Contratada	9 700 165
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 618 055
	Horas cheias	11 217 675
	Horas de vazio normal	6 889 681
	Horas de super vazio	3 332 864
Períodos II, III	Horas de ponta	2 792 692
	Horas cheias	12 725 036
	Horas de vazio normal	6 296 839
	Horas de super vazio	3 158 155
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>		
	Fornecida	253 041 969
	Recebida	60 082 115

Na Figura 3-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT, rectangularizado, discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

**Figura 3-2 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de URT em 2011**

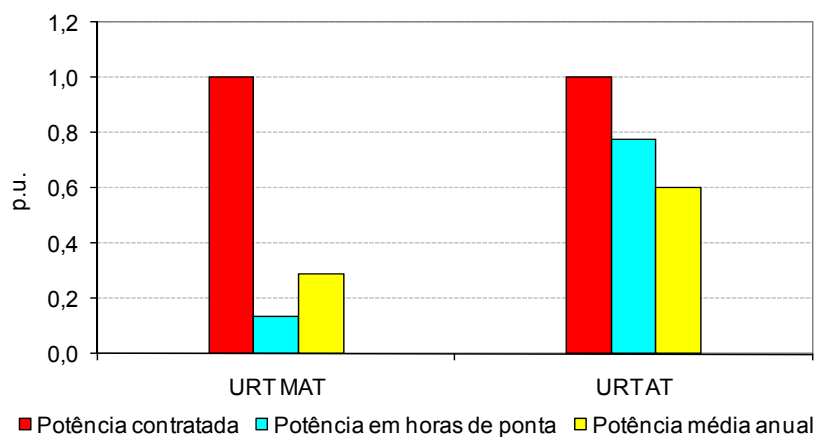


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	189	5 825

Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pelas respectivas potências médias anuais

Na Figura 3-3 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 3-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT**



	URT MAT	URT AT
Potência contratada [MW/mês]	648	9 700

Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela em cada nível de tensão



## 4 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição são condicionadas por todas as entregas a clientes, quer sejam clientes das tarifas de Venda a Clientes Finais, quer sejam clientes no mercado liberalizado. Estas tarifas definem as tarifas a pagar pelo acesso às redes, as quais são obtidas para cada nível de tensão adicionando as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição de cada nível de tensão.

No Quadro 4-1 apresentam-se os valores globais de energia activa e número de clientes por nível de tensão e tipo de fornecimento previstos para 2011 em Portugal continental. Estas quantidades incluem as entregas do comercializador de último recurso e dos comercializadores no mercado a clientes em Portugal continental.

**Quadro 4-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição**

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	Número de clientes
<b>MAT</b>	<b>1 659</b>	<b>57</b>
<b>AT</b>	<b>6 271</b>	<b>259</b>
<b>MT</b>	<b>14 995</b>	<b>23 931</b>
<b>BT</b>	<b>26 084</b>	<b>6 277 848</b>
BTE	3 859	35 207
BTN (c/ IP)	22 225	6 242 641
<b>Total</b>	<b>49 009</b>	<b>6 302 095</b>

As quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição são calculadas a partir das quantidades entregues a todos os clientes (clientes do comercializador de último recurso e clientes no mercado liberalizado), aplicando-se factores 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 10 e os factores de ajustamento para perdas são apresentados no capítulo 11.

### 4.1 FACTORES 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 da potência contratada é aplicado à potência em horas de ponta desses fornecimentos (que exprime melhor a utilização das redes de montante). A alteração do Regulamento Tarifário, ocorrida em 2008, prevê que esta conversão de preços seja afectada por um

coeficiente de simultaneidade que relacione a potência média em horas de ponta, dos fornecimentos na rede de jusante, com a potência máxima de 15 minutos induzida por esses fornecimentos nos troços periféricos da rede de montante. O mesmo é dizer que as quantidades de potência contratada às quais se aplica a tarifa de Uso de Redes, relativamente aos consumos nas redes de jusante, são afectadas pelo referido coeficiente de simultaneidade.

O Regulamento Tarifário define três coeficientes de simultaneidade para converter, respectivamente, (i) a tarifa de URT na sua aplicação em AT, MT e BT ( $\delta_{MAT}$ ), (ii) a tarifa de  $URD_{AT}$  na sua aplicação aos consumos em MT e BT ( $\delta_{AT}$ ) e (iii) a tarifa de  $URD_{MT}$  na sua aplicação aos consumos em BT ( $\delta_{BT}$ ).

Os valores dos coeficientes de simultaneidade fixados para 2011 são iguais entre si, de acordo com o quadro seguinte. Mantêm-se em 2011 os parâmetros fixados em 2010.

**Quadro 4-2 - Coeficientes de simultaneidade de uso de redes para 2011**

$\delta_{AT}$	0,804
$\delta_{MT}$	0,804
$\delta_{BT}$	0,804



## 4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

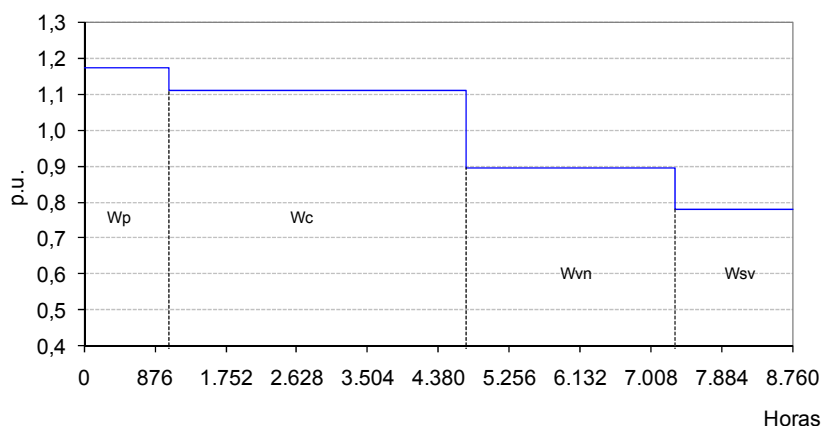
O Quadro 4-3 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais medidos em cada ponto de entrega, ou seja, as quantidades medidas nos contadores, até à saída da RNT em AT, por aplicação de factores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, de acordo com a metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário.

**Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema**

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
<b>nº. de clientes</b>		
	MAT	57
	AT	259
	MT	23 931
	BTE	35 207
	BTN (> 2,3 kVA)	5 712 827
<b>Potência contratada (kW)</b>		47 924 005
<b>Energia activa no referencial RNT/RND (MWh)</b>		
	Horas de ponta	7 442 957
	Horas cheias	24 605 708
	Horas de vazio normal	13 987 606
	Horas de super vazio	6 807 874
	MAT	1 654 122
	AT	6 348 030
	MT	15 773 734
	BTE	4 312 323
	BTN (> 2,3 kVA)	24 482 850

Na Figura 4-1 apresenta-se o diagrama de carga anual rectangularizado da UGS, 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 rectangularizado da tarifa de UGS em 2011



	UGS
Potência média anual [MW]	6 032

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

### 4.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 4-4 e o Quadro 4-5 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 reactiva 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 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT<sub>MAT</sub>

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	87 218
	Contratada	648 085
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	51 121
	Horas cheias	333 412
	Horas de vazio normal	281 634
	Horas de super vazio	169 724
Períodos II, III	Horas de ponta	37 577
	Horas cheias	337 305
	Horas de vazio normal	286 412
	Horas de super vazio	161 815
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>		
	Fornecida	51 266 857
	Recebida	45 940 633

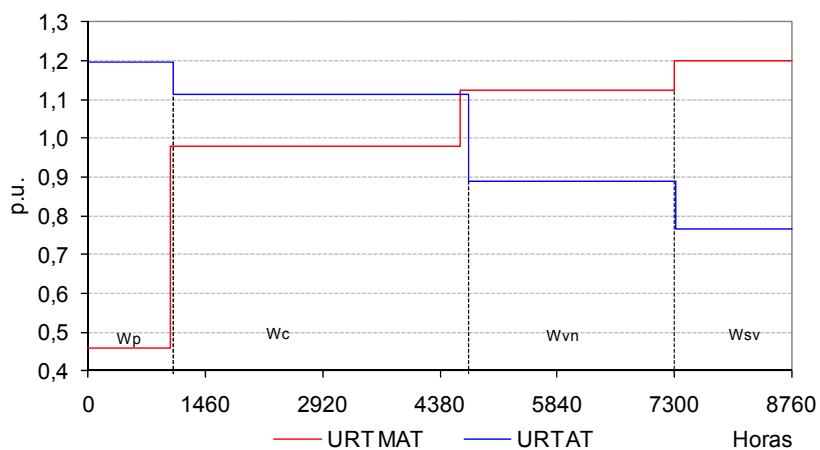
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de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

**Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT<sub>AT</sub>**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	6 985 391
	Contratada	8 686 782
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 489 085
	Horas cheias	11 759 769
	Horas de vazio normal	6 729 708
	Horas de super vazio	3 187 672
Períodos II, III	Horas de ponta	2 865 436
	Horas cheias	12 177 200
	Horas de vazio normal	6 691 518
	Horas de super vazio	3 289 636
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>		
	Fornecida	0
	Recebida	0

Na Figura 4-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT rectangularizado, 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 rectangularizado da tarifa de URT em 2011**

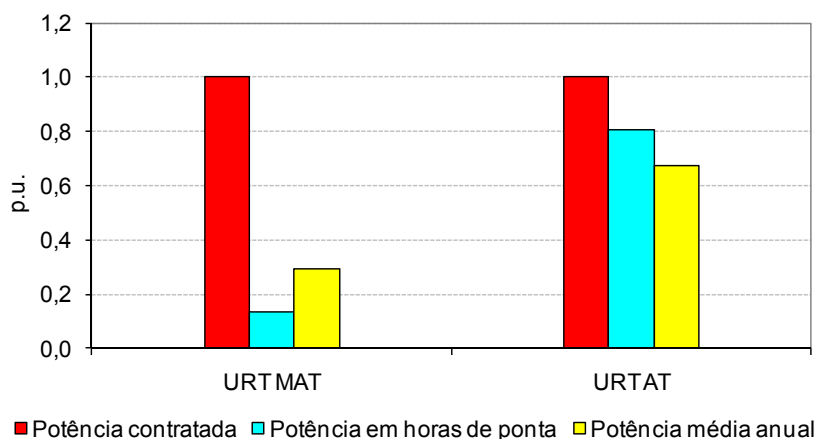


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	189	5.844

Nota: Os valores apresentados em p.u. foram 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 nas tarifas de URT**



	URT MAT	URT AT
Potência contratada [MW/mês]	648	8.687

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

#### 4.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 4-6, o Quadro 4-7 e o Quadro 4-8 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 entre a potência em horas de ponta de jusante e a potência contratada de montante. As quantidades de energia reactiva coincidem com as quantidades relativas às entregas a clientes finais do comercializador de último recurso e às entregas a clientes de comercializadores e a clientes do mercado liberalizado no nível de tensão da rede de distribuição em que estão ligados.

**Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD<sub>AT</sub>**

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	6 878 770
	Contratada	9 097 299
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 420 566
	Horas cheias	11 600 837
	Horas de vazio normal	6 658 462
	Horas de super vazio	3 157 674
Períodos II, III	Horas de ponta	2 821 699
	Horas cheias	12 012 627
	Horas de vazio normal	6 620 677
	Horas de super vazio	3 258 678
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>		
	Fornecida	68 690 920
	Recebida	22 367 589

**Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD<sub>MT</sub>**

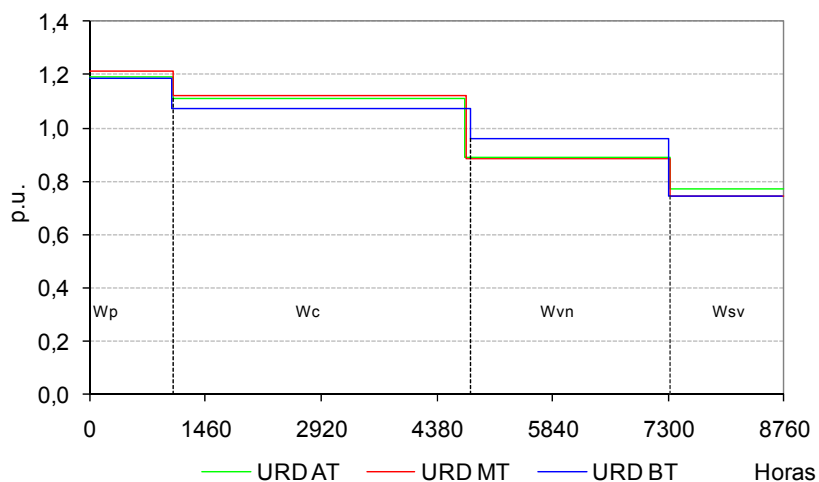
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	5 915 131
	Contratada	10 708 835
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 870 042
	Horas cheias	10 088 933
	Horas de vazio normal	5 654 928
	Horas de super vazio	2 626 386
Períodos II, III	Horas de ponta	2 372 424
	Horas cheias	10 072 608
	Horas de vazio normal	5 368 691
	Horas de super vazio	2 589 048
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>		
	Fornecida	854 689 131
	Recebida	177 636 444

**Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD<sub>BT</sub>**

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	3 532 072
	Contratada	39 890 384
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 473 206
	Horas cheias	6 323 838
	Horas de vazio normal	3 834 762
	Horas de super vazio	1 696 365
Períodos II, III	Horas de ponta	1 191 870
	Horas cheias	5 710 781
	Horas de vazio normal	3 316 976
	Horas de super vazio	1 536 201
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>		
	Fornecida	419 551 804
	Recebida	12 554 833

Na Figura 4-4 apresentam-se os diagramas de carga anual das tarifas de URD<sub>AT</sub>, URD<sub>MT</sub> e URD<sub>BT</sub> rectangularizados, discriminados pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

**Figura 4-4 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de URD em 2011**

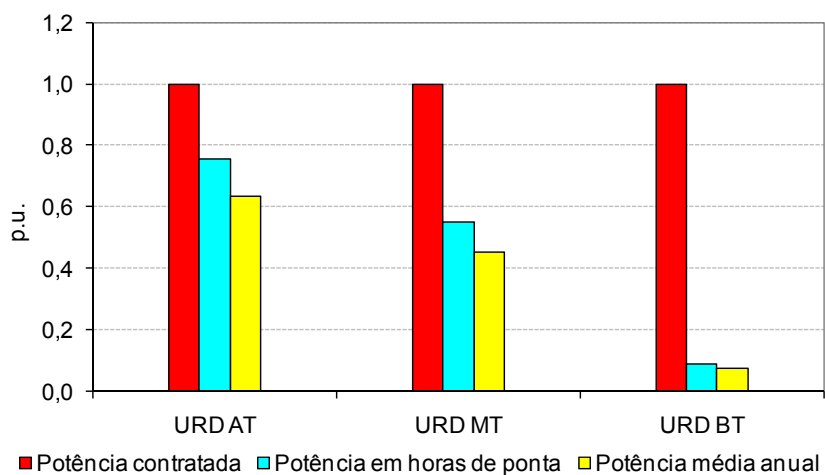


	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual [MW]	5 771	4 868	2 978

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

Na Figura 4-5 comparam-se a potência média anual com a potência contratada e a potência em horas de ponta consideradas na determinação das tarifas de URD<sub>AT</sub>, URD<sub>MT</sub> e URD<sub>BT</sub>.

**Figura 4-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD**



	URD AT	URD MT	URD BT
Potência contratada [MW/mês]	9 097	10 709	39 890

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

## 5 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

### 5.1 TARIFA DE ENERGIA

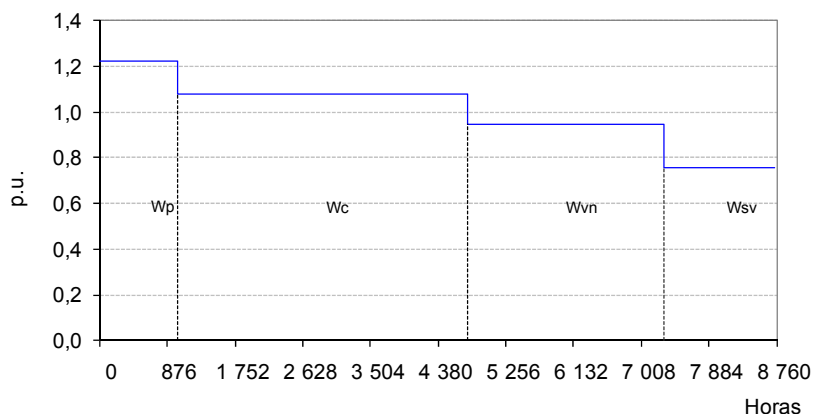
No Quadro 5-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até à saída da RNT em AT, por aplicação de factores 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 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de energia**

ENERGIA		QUANTIDADES
Energia activa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 589 926
	Horas cheias	6 592 242
	Horas de vazio normal	4 014 326
	Horas de super vazio	1 770 942
Períodos II, III	Horas de ponta	1 260 761
	Horas cheias	6 123 800
	Horas de vazio normal	3 555 860
	Horas de super vazio	1 652 176

Na Figura 5-1 apresenta-se o diagrama de carga anual rectangularizado da Tarifa de Energia (TE), discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 5-1 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de energia em 2011



	TE
Potência média anual [MW]	3 146

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

## 5.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

O Quadro 5-2 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Comercialização transitórias aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE e das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN. Estas quantidades correspondem ao número de clientes do comercializador de último recurso e a energia activa por nível de tensão e tipo de fornecimento.

A comercialização de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso a clientes em MAT, AT, MT e BTE é extinta em 2011, permanecendo durante este ano com carácter transitório. Para estes segmentos de clientes, o número de clientes estimado para o final do ano de 2011 é nulo.

Quadro 5-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT, BTE e BTN

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT E MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	4 272
Energia activa	(MWh)	3 547 000
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	11 513
Energia activa	(MWh)	1 262 000
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	5 623 516
Energia activa	(MWh)	20 163 000



## 6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE PORTUGAL CONTINENTAL

Os valores utilizados no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE e nas tarifas de venda a clientes finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN do comercializador de último recurso apresentam-se no Quadro 6-1 ao Quadro 6-11. No Quadro 6-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 6-2 ao Quadro 6-11 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de facturação.

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 2009, na projecção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2011 e nas quotas de mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

**Quadro 6-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE e das tarifas de venda a clientes finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN do comercializador de último recurso**

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Energia (GWh)	Número de clientes
<b>MAT</b>	<b>197</b>	<b>7</b>
<b>AT</b>	<b>696</b>	<b>29</b>
<b>MT</b>	<b>2 654</b>	<b>4 236</b>
<b>BT</b>	<b>21 425</b>	<b>5 635 028</b>
BTE	1 262	11 513
BTN sem IP	18 556	5 572 131
IP	1 607	51 384
<b>Total</b>	<b>24 972</b>	<b>5 639 300</b>

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

**Quadro 6-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MAT**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		7
Potência (kW)		
	Horas de ponta	11 006
	Contratada	76 958
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	6 070
	Horas cheias	39 591
	Horas de vazio normal	33 443
	Horas de super vazio	20 154
Períodos II, III	Horas de ponta	4 462
	Horas cheias	40 054
	Horas de vazio normal	34 010
	Horas de super vazio	19 215
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	6 087 746
	Recebida	5 455 277

**Quadro 6-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em AT**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		29	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	80 156	
	Contratada	132 743	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	865	
	Contratada	8 412	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	396	
	Contratada	13 181	
Energia activa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	39 918
		Horas cheias	118 893
		Horas de vazio normal	89 362
		Horas de super vazio	49 670
Períodos II, III	Horas de ponta	36 791	
	Horas cheias	166 392	
	Horas de vazio normal	117 652	
	Horas de super vazio	64 733	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	497
		Horas cheias	1 588
		Horas de vazio normal	1 285
		Horas de super vazio	726
Períodos II, III	Horas de ponta	331	
	Horas cheias	1 670	
	Horas de vazio normal	1 174	
	Horas de super vazio	803	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	198
		Horas cheias	515
		Horas de vazio normal	711
		Horas de super vazio	467
Períodos II, III	Horas de ponta	182	
	Horas cheias	525	
	Horas de vazio normal	1 120	
	Horas de super vazio	796	
Energia reactiva (kvarh)			
	Fornecida	7 623 805	
	Recebida	2 482 513	

**Quadro 6-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		4 236	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	292 018	
	Contratada	596 483	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	131 335	
	Contratada	441 742	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	3 705	
	Contratada	22 836	
Energia activa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	153 318
		Horas cheias	425 235
		Horas de vazio normal	216 019
		Horas de super vazio	117 525
	Períodos II, III	Horas de ponta	126 143
		Horas cheias	475 132
		Horas de vazio normal	231 224
		Horas de super vazio	124 403
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	60 184
		Horas cheias	163 731
		Horas de vazio normal	65 567
		Horas de super vazio	35 517
	Períodos II, III	Horas de ponta	65 503
		Horas cheias	224 437
		Horas de vazio normal	95 140
		Horas de super vazio	50 559
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	1 685
		Horas cheias	4 451
		Horas de vazio normal	2 494
		Horas de super vazio	1 357
	Períodos II, III	Horas de ponta	1 861
		Horas cheias	6 539
		Horas de vazio normal	3 839
		Horas de super vazio	2 139
Energia reactiva (kvarh)			
Fornecida		151 273 421	
Recebida		31 440 288	

**Quadro 6-5 - Quantidades consideradas para o 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)		11 513	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	88 982	
	Contratada	279 197	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	81 365	
	Contratada	412 438	
Energia activa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	113 997
		Horas cheias	330 289
		Horas vazio normal	134 343
		Horas de super vazio	71 631
	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	111 583
		Horas cheias	310 385
		Horas vazio normal	124 052
		Horas de super vazio	65 720
Energia reactiva (kvarh)			
Fornecida		137 205 073	
Recebida		4 105 779	

**Quadro 6-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA)**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>
		27,6
		152
Tarifa de longas utilizações		34,5
		175
		299
Tarifa de médias utilizações		27,6
		21 738
		34,5
	20 136	
	41,4	22 354
<b>Energia activa</b>		<b>(MWh)</b>
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	8 017
	Horas cheias	23 040
	Horas vazio	18 199
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	379 081
	Horas cheias	964 912
	Horas vazio	824 122

**Quadro 6-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA) Sazonal**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>
		27,6
		250
Tarifa tri-horária		34,5
		221
		41,4
	271	
<b>Energia activa</b>		<b>(MWh)</b>
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	1 952
	Horas cheias	6 220
	Horas de vazio	6 536

**Quadro 6-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 20,7$  kVA e  $> 2,3$  kVA)**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>
Tarifa simples		3,45
		2 499 290
		4,6
		107 512
		5,75
		53 168
		6,9
		1 065 750
		10,35
		292 320
		13,8
		104 150
		17,25
	31 752	
	20,7	
	125 748	
Tarifa bi-horária		3,45
		110 928
		4,6
		34 158
		5,75
		21 363
		6,9
	301 061	
Tarifa tri-horária		10,35
		83 899
		13,8
		45 176
		17,25
		15 744
		20,7
	53 835	
Tarifa tri-horária		3,45
		0
		4,6
		0
		5,75
		0
		6,9
	0	
Tarifa tri-horária		10,35
		0
		13,8
		0
		17,25
		0
		20,7
	0	
<b>Energia activa</b>		<b>MWh</b>
Tarifa simples		11 672 606
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	2 557 641
	Horas de vazio	1 767 330
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0
	Horas cheias	0
	Horas de vazio	0

**Quadro 6-9 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 2,3$  kVA)**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>	<b>(nº de clientes)</b>	
Tarifa simples (kVA)	1,15	449 111
	2,3	29 320
<b>Energia activa</b>	<b>MWh</b>	
Tarifa simples		244 918

**Quadro 6-10 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 20,7$  kVA) Sazonal**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ( $\leq 20,7$ kVA)		QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>	<b>(nº de clientes)</b>	
Tarifa simples	3,45	25 715
	4,6	209
	5,75	70
	6,9	29 645
	10,35	14 806
	13,8	3 169
	17,25	676
	20,7	2 774
Tarifa bi-horária	3,45	56
	4,6	6
	5,75	9
	6,9	636
	10,35	1 252
	13,8	627
Tarifa tri-horária	17,25	223
	20,7	1 015
	3,45	29
	4,6	1
	5,75	0
	6,9	521
	10,35	562
13,8	211	
17,25	5	
20,7	37	
<b>Energia activa</b>	<b>(MWh)</b>	
Tarifa simples		60 085
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	9 594
	Horas de vazio	9 264
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	357
	Horas cheias	1 155
	Horas de vazio	972

**Quadro 6-11 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BT Iluminação Pública**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		QUANTIDADES
<b>Energia activa</b>	<b>(MWh)</b>	1 607 000

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 rectangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

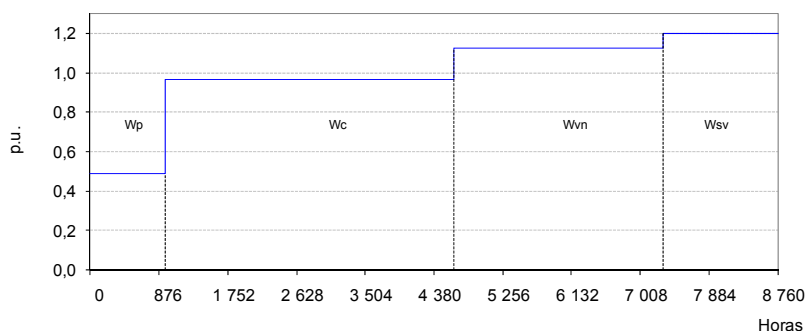
Por último, para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes pelos vários escalões de potência contratada.

## 6.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE PORTUGAL CONTINENTAL

### 6.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

Na Figura 6-1 caracterizam-se os diagramas de carga, em valores por unidade (p.u.), discriminados pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio) do nível de tensão de MAT. Para cada um dos períodos apresenta-se a sua potência média. Estas grandezas foram representadas tendo por base a potência média anual do conjunto dos clientes de MAT e a potência média anual por cliente. Assim, o diagrama de carga rectangularizado relativo ao consumo agregado de MAT obtém-se multiplicando os valores em p.u. pela potência de base (potência média anual), valor que se apresenta na Figura 6-1. O diagrama de carga por cliente é obtido multiplicando os valores do diagrama em p.u. pela potência média anual por cliente, em MW, também apresentada na figura.

**Figura 6-1 - Diagrama de carga dos clientes de MAT, discriminado por posto horário**



	MAT
Potência média anual [MW]	22
Potência média anual por cliente [kW]	3 213

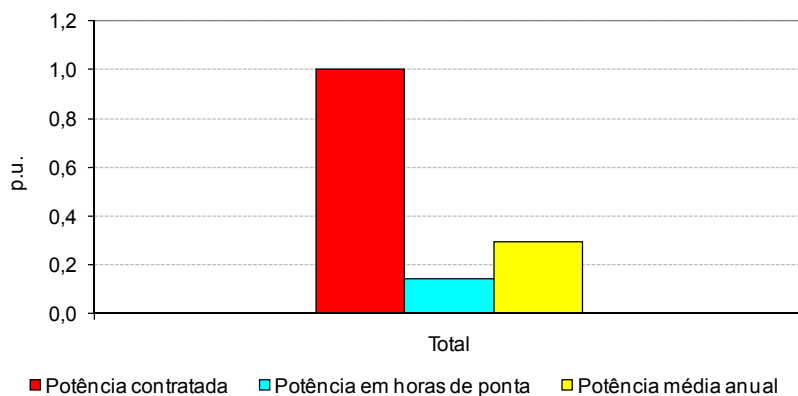
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual

A análise da figura anterior permite verificar uma transferência de consumo de energia em horas de ponta para os períodos de horas cheias e de horas de vazio. Esta capacidade de modulação do consumo é característica de grandes consumidores industriais com possibilidade de adaptação do processo produtivo aos sinais económicos transmitidos pelos preços da energia.

Na Figura 6-2 comparam-se a potência contratada, a potência em horas de ponta e a potência média anual, para o conjunto dos clientes de MAT e também por cliente. Esta comparação é feita tendo por

base a potência contratada, sendo as restantes grandezas representadas em função desta. Deste modo, os valores das diversas potências, em kW, são obtidos multiplicando os valores em p.u. da figura pela potência de base (potência contratada ou potência contratada por cliente, em kW).

**Figura 6-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta em MAT**



	MAT
Potência contratada [kW/mês]	76 958
Potência contratada por cliente [kW/mês]	10 994

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

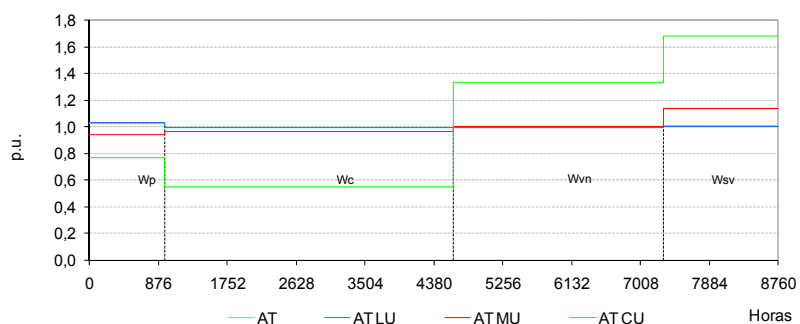
A potência média anual é dada pelo quociente entre a energia total no nível de MAT e o número total de horas do ano.

A utilização da potência contratada é definida pelo quociente entre a potência média anual e a potência contratada no ano, multiplicado pelo número de horas do ano. Regista-se, neste nível de tensão, uma utilização da potência contratada de 2 560 horas.

### 6.2.2 ALTA TENSÃO

Na Figura 6-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de AT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (AT LU), Médias Utilizações (AT MU) e Curtas Utilizações (AT CU).

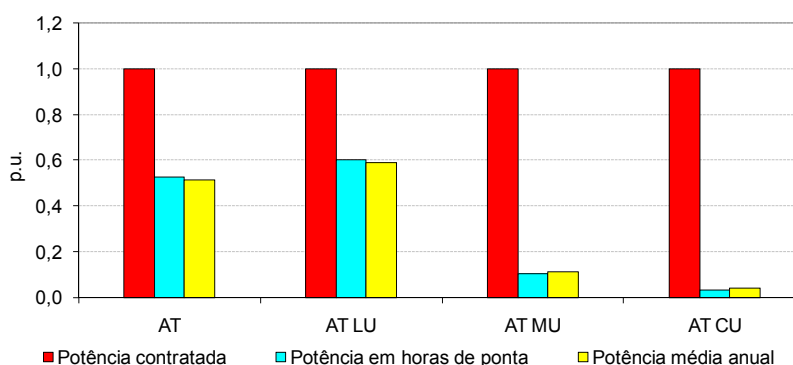
**Figura 6-3 - Diagrama de carga dos clientes de AT, discriminado por posto horário e por opção tarifária**



	AT	AT LU	AT MU	AT CU
Potência média anual [MW]	79	78	1	1
Potência média anual por cliente [kW]	2 740	6 470	188	43

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

**Figura 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em AT**



	AT	AT LU	AT MU	AT CU
Potência contratada [kW/mês]	154 336	132 743	8 412	13 181
Potência contratada por cliente [kW/mês]	5 322	11 009	1 712	1 096

Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada em cada opção tarifária

Na Figura 6-4 observa-se que quer a potência em horas de ponta quer a potência média anual se reduzem no sentido das opções tarifárias correspondentes a utilizações da potência decrescentes. Pode ainda concluir-se que a opção tarifária de Longas Utilizações é preponderante na determinação dos valores agregados do nível de tensão de AT.

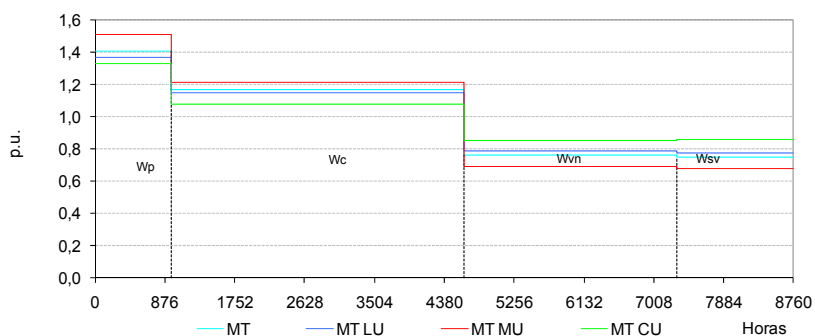
Verifica-se, na Figura 6-4, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registando-se, na opção de longas utilizações o valor mais elevado de utilização da potência contratada (5 148 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 960 e 342 horas, respectivamente.



### 6.2.3 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 6-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (MT LU), Médias Utilizações (MT MU) e Curtas Utilizações (MT CU).

**Figura 6-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária**

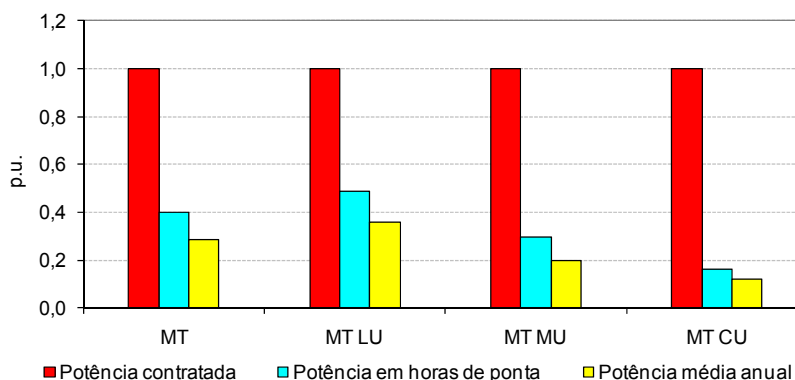


	MT	MT LU	MT MU	MT CU
Potência média anual [MW]	303	213	87	3
Potência média anual por cliente [kW]	72	159	33	10

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

Relativamente à Figura 6-6 verifica-se que, quer na potência em horas de ponta quer na potência média anual, existem reduções mais acentuadas no sentido das opções tarifárias correspondentes a utilizações da potência decrescentes. Pode também concluir-se que a opção tarifária de Longas Utilizações é a opção predominante no valor agregado de MT.

**Figura 6-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT**



	MT	MT LU	MT MU	MT CU
Potência contratada [kW/mês]	1 061 061	596 483	441 742	22 836
Potência contratada por cliente [kW/mês]	250	445	169	80

Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada em cada opção tarifária

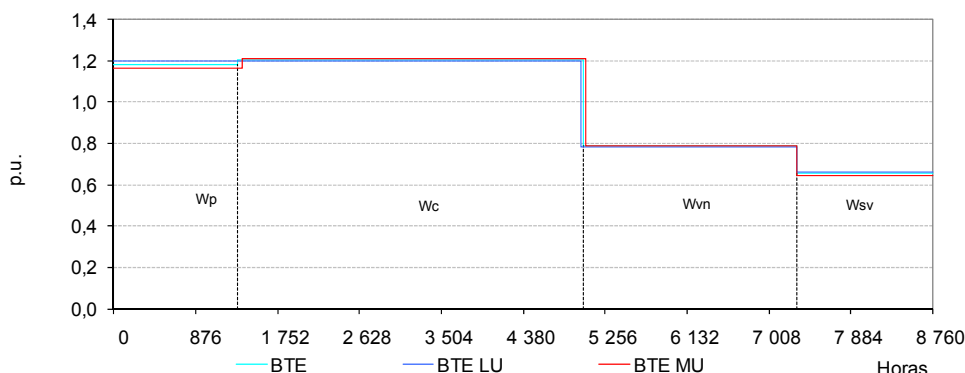
Verifica-se, na Figura 6-6, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registando-se, na opção de longas utilizações o valor mais elevado de utilização da potência contratada da tarifa de MT (3 133 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 1 722 e 1 067 horas, respectivamente.

#### 6.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 6-7 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à opção tarifária de BTE, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (BTE LU) e Médias Utilizações (BTE MU).

Nos fornecimentos em BTE para a repartição das energias do período horário de vazio, em energias nos períodos horários de vazio normal e de super vazio, considerou-se a aplicação de perfis de consumo, uma vez que esta opção tarifária passou recentemente a tetra-horária e o histórico de leitura tetra-horária ainda não oferece a confiança necessária. No futuro, não haverá que efectuar conversões nesta tarifa.

**Figura 6-7 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária**

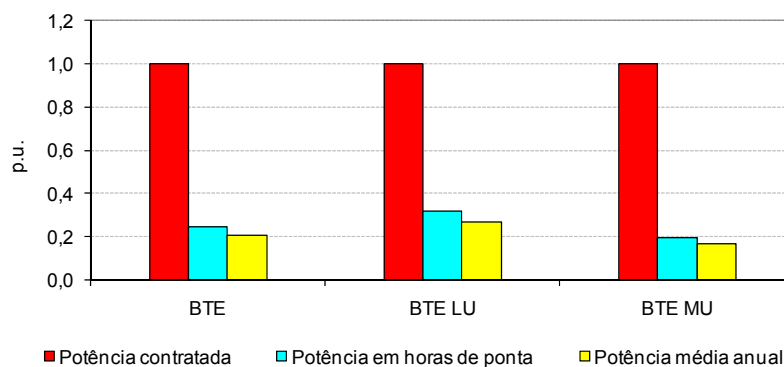


	BTE	BTE LU	BTE MU
Potência média anual [MW]	144	74	70
Potência média anual por cliente [kW]	13	18	9

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

Da Figura 6-8 pode concluir-se que, relativamente aos níveis de tensão AT e MT, os rácios entre a potência em horas de ponta e a potência contratada e entre a potência média anual e a potência contratada são mais reduzidos. É ainda de salientar que não há uma opção tarifária predominante em termos de consumo.

**Figura 6-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE**



	BTE	BTE LU	BTE MU
Potência contratada [kW/mês]	691 634	279 197	412 438
Potência contratada por cliente [kW/mês]	60	69	55

Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada em cada opção tarifária

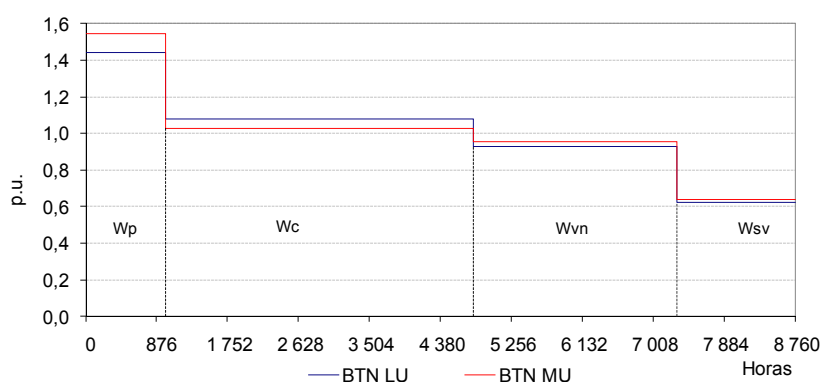
Na BTE as opções tarifárias de longas e de médias utilizações apresentam utilizações da potência contratada de, respectivamente, 2 326 e 1 483 horas.

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

Na Figura 6-9 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA 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 10.2. relativamente à desagregação da energia de vazio.

**Figura 6-9 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária**



	BTN LU	BTN MU
Potência média anual [MW]	6	248
Potência média anual por cliente [kW]	9	4

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

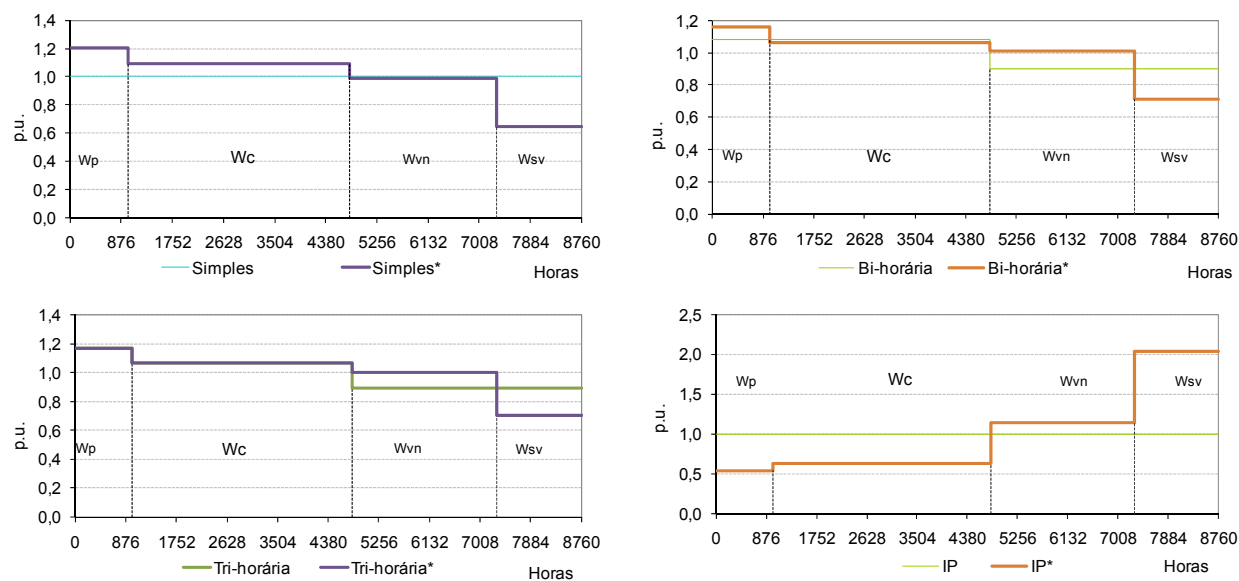
Os diagramas de carga das duas opções tarifárias de BTN com potência contratada maior que 20,7 kVA foram construídos com base na informação relativa a 2009.

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

Na Figura 6-10 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 de leitura e por opção tarifária: IP, tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária. Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: Simples\*, tarifa Bi-horária\*, tarifa Tri-horária\* e IP\*.

A partir de 2011 considera-se que a antiga opção de tarifa social é substituída pela modalidade de tarifa social prevista no âmbito da legislação do sector eléctrico. Esta nova tarifa social aplica-se às opções tarifárias seguintes: simples, bi-horária ou tri-horária, segundo critérios definidos nessa legislação. Assim, a caracterização da procura da tarifa regulada não prevê expressamente estas quantidades.

**Figura 6-10 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ( $\leq 20,7$  kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária**



	Simples	Bi-horária	Tri-horária	IP
Potência média anual [MW]	1 332,49	493,72	0,00	183,45
Potência média anual por cliente [kW]	0,31	0,74	0,75	3,57

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

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 10.4 para a opção tarifária Bi-horária, no ponto 10.5 para a opção tarifária Simples e no ponto 10.6 para a IP.

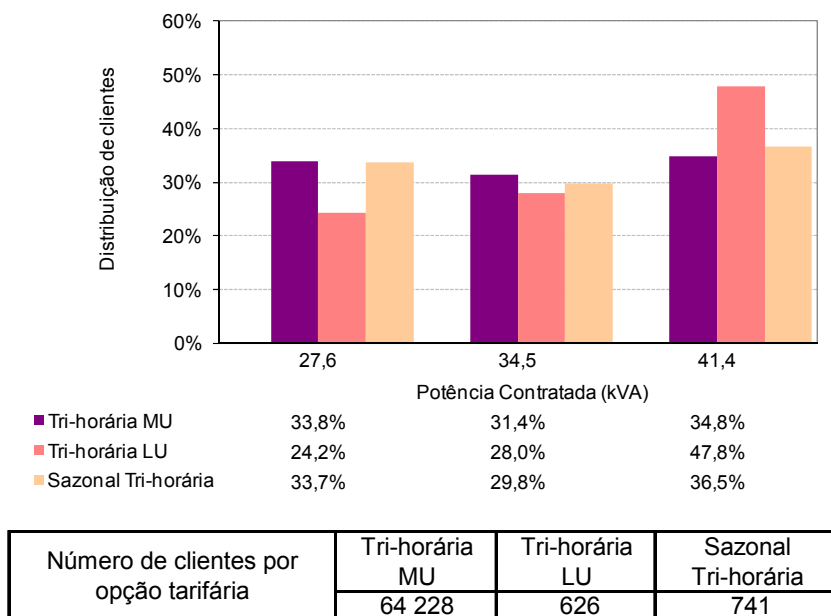
Os diagramas de carga reais e estimados estão coerentes entre si. O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa Bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior nas tarifas Simples relativamente à Bi-horária. Efectivamente, a tarifa Bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

O diagrama de carga da opção tarifária Tri-horária foi extrapolado utilizando a estrutura de consumos da tarifa Bi-horária e assumindo que a potência média anual por cliente é igual. À semelhança da tarifa Bi-horária, a opção tarifária Tri-horária pretende fornecer sinais económicos que incentivem a transferência de consumo em horas de ponta para as horas cheias e horas de vazio.

### 6.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA EM BAIXA TENSÃO NORMAL

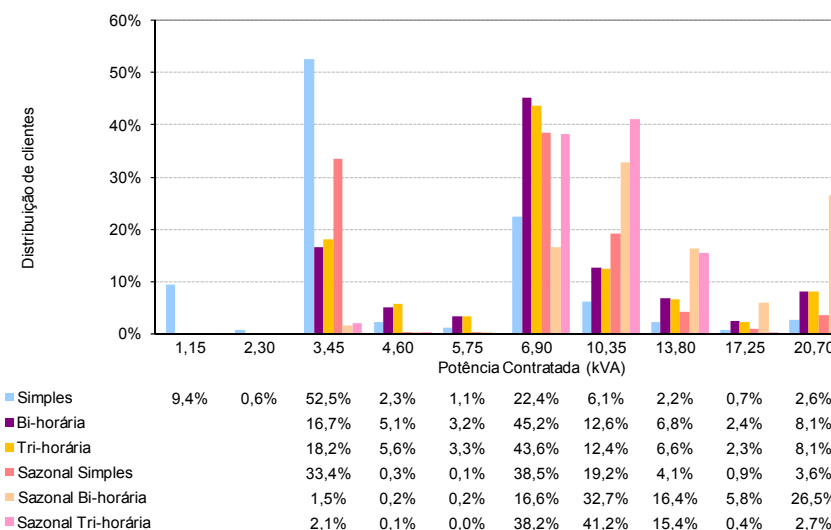
Na Figura 6-11 e na Figura 6-12 apresenta-se a distribuição de clientes por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

**Figura 6-11 - Distribuição de 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 da opção tarifária

**Figura 6-12 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)**



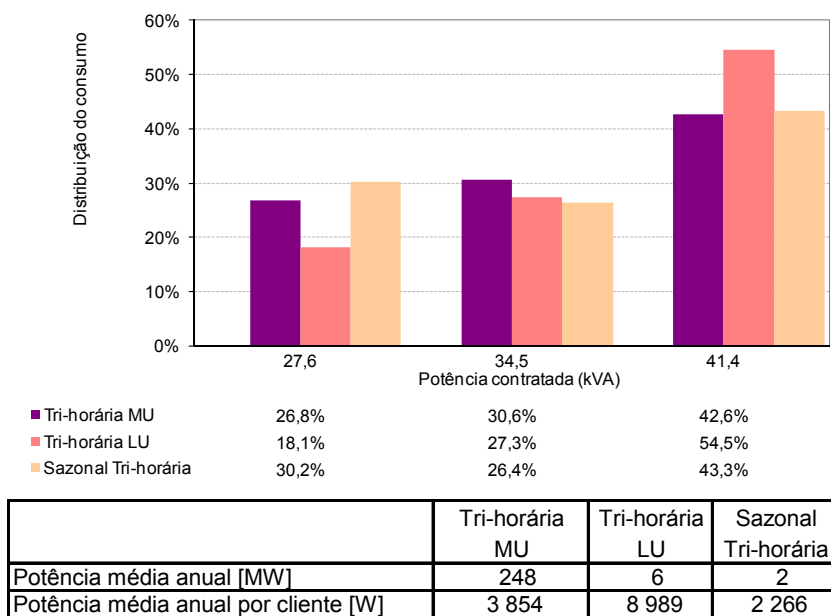
Número de clientes por opção tarifária	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simples	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária
		4 758 121	666 163	0	77 064	3 824

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

Verifica-se que o escalão de 3,45 kVA é predominante nas tarifas simples de  $BTN \leq 20,7$  kVA. Em contrapartida, na tarifa Bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

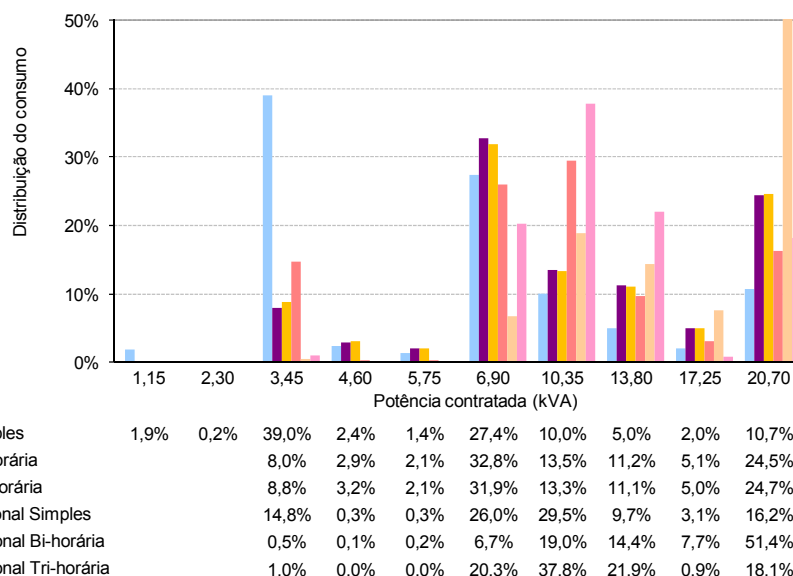
Na Figura 6-13 e na Figura 6-14 apresenta-se a distribuição de consumo por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

**Figura 6-13 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)**



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

**Figura 6-14 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)**



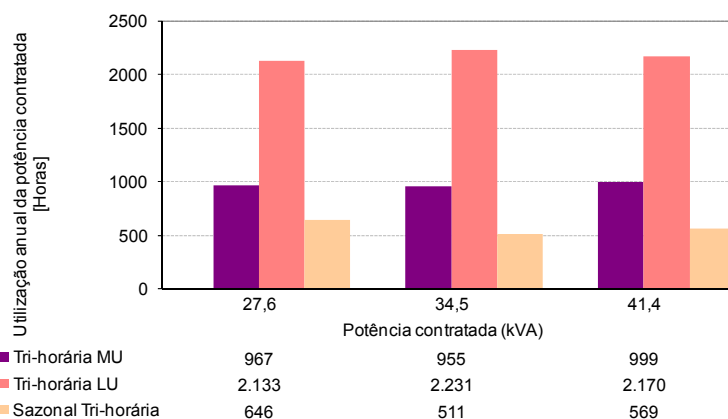
	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simples	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária
Potência média anual [MW]	1360,45	493,72	0,00	6,86	2,15	0,28
Potência média anual por cliente [W]	286	741	735	89	563	208

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

Na Figura 6-15 e na Figura 6-16 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

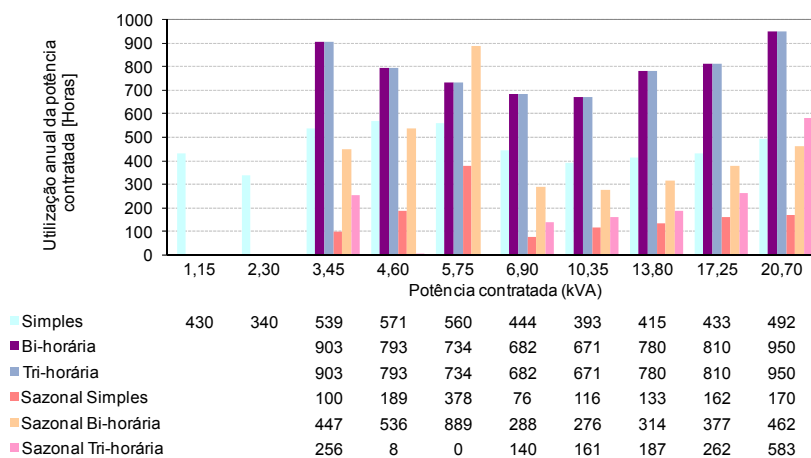
Para a opção tarifária Tri-horária assumiu-se uma utilização da potência contratada por escalão de consumo igual à da opção tarifária Bi-horária.

**Figura 6-15 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN > 20,7 kVA)**





**Figura 6-16 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN ≤ 20,7 kVA)**



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



## 7 PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO

Neste capítulo caracterizam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado (ML). Estas quantidades conjuntamente com as quantidades das tarifas de Venda a Clientes Finais condicionam o cálculo das tarifas por actividade do operador da rede de distribuição e, por consequência, das tarifas de acesso às redes.

As entregas de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do ML apresentam-se do Quadro 7-1 ao Quadro 7-7. No Quadro 7-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 7-4 ao Quadro 7-7 apresentam-se, para cada nível de tensão, as quantidades desagregadas por variável de facturação. Estes valores são previstos tendo por base as estruturas de consumo conjuntas dos mercados livre e regulado em 2009, bem como os consumos do balanço de energia eléctrica projectados para 2011.

Ao longo do presente capítulo, os clientes de comercializadores e os clientes com estatuto de agente de ofertas designar-se-ão clientes no ML.

**Quadro 7-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado**

Clientes no Mercado Liberalizado	Energia (GWh)	Número de clientes
<b>MAT</b>	<b>1.462</b>	<b>50</b>
<b>AT</b>	<b>5.575</b>	<b>230</b>
<b>MT</b>	<b>12.341</b>	<b>19.695</b>
<b>BT</b>	<b>4.659</b>	<b>642.820</b>
BTE	2.597	23.694
BTN	2.062	619.126
<b>Total</b>	<b>24.037</b>	<b>662.795</b>

## 7.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS PARA OS CONSUMOS NO MERCADO LIBERALIZADO

**Quadro 7-2 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT**

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MAT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		50
Potência (kW)		
	Horas de ponta	76 212
	Contratada	571 128
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	45 051
	Horas cheias	293 821
	Horas de vazio normal	248 191
	Horas de super vazio	149 570
Períodos II, III	Horas de ponta	33 115
	Horas cheias	297 252
	Horas de vazio normal	252 402
	Horas de super vazio	142 600
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	45 179 111
	Recebida	40 485 356

**Quadro 7-3 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT**

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM AT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		230
Potência (kW)		
	Horas de ponta	600 069
	Contratada	1 236 244
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	325 310
	Horas cheias	969 190
	Horas de vazio normal	731 784
	Horas de super vazio	407 412
Períodos II, III	Horas de ponta	298 807
	Horas cheias	1 350 396
	Horas de vazio normal	960 778
	Horas de super vazio	531 323
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	61 067 116
	Recebida	19 885 076

**Quadro 7-4 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT**

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		19 695
Potência (kW)		
	Horas de ponta	1 697 454
	Contratada	4 933 895
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 000 611
	Horas cheias	2 759 364
	Horas de vazio normal	1 320 957
	Horas de super vazio	717 946
Períodos II, III	Horas de ponta	899 802
	Horas cheias	3 283 376
	Horas de vazio normal	1 535 430
	Horas de super vazio	823 515
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	703 415 710
	Recebida	146 196 156

**Quadro 7-5 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE**

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		23 694
Potência (kW)		
	Horas de ponta	356 386
	Contratada	1 423 276
Energia activa (MWh)		
	Horas de ponta	464 209
	Horas cheias	1 318 407
	Horas de vazio normal	531 738
	Horas de super vazio	282 646
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	282 346 731
	Recebida	8 449 055

**Quadro 7-6 - Quantidades consideradas para o 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 (nº de clientes)		
	27,6	2 692
Tarifa tri-horária	34,5	2 496
	41,4	2 787
Energia activa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	43 817
	Horas cheias	111 968
	Horas de vazio	95 602

**Quadro 7-7 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)**

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		QUANTIDADES	
Potência contratada (nº de clientes)			
Tarifa simples	3,45	306 990	
	4,6	13 097	
	5,75	6 473	
	6,9	133 178	
	10,35	37 340	
	13,8	13 048	
	17,25	3 943	
	20,7	15 626	
	Tarifa bi-horária	3,45	13 493
		4,6	4 154
5,75		2 598	
6,9		36 680	
10,35		10 353	
13,8		5 569	
Tarifa tri-horária	17,25	1 941	
	20,7	6 669	
	3,45	0	
	4,6	0	
	5,75	0	
	6,9	0	
	10,35	0	
	13,8	0	
Energia activa (MWh)			
Tarifa simples		1 321 391	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	289 134	
	Horas de vazio	200 088	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0	
	Horas cheias	0	
	Horas de vazio	0	

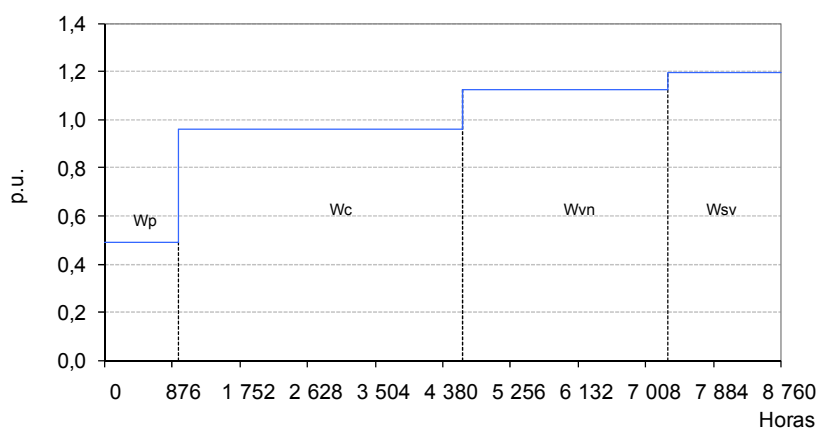
## 7.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO DOS CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

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 rectangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.

### 7.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

Na Figura 7-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes do mercado liberalizado em Muito Alta Tensão (MAT), discriminados por período horário. Na Figura 7-2 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT.

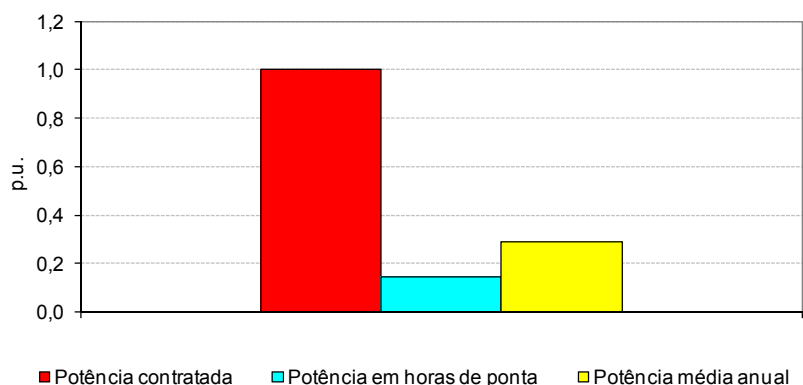
**Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por posto horário**



	MAT
Potência média anual [MW]	167
Potência média anual por cliente [kW]	3 338

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

**Figura 7-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT**



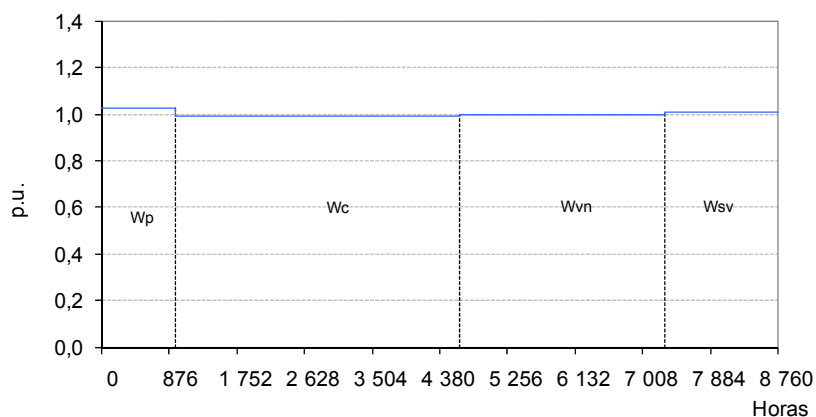
	MAT
Potência contratada [kW/mês]	571 128
Potência contratada por cliente [kW/mês]	11 423

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

### 7.2.2 ALTA TENSÃO

Na Figura 7-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Alta Tensão (AT), discriminados por período horário. Na Figura 7-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT.

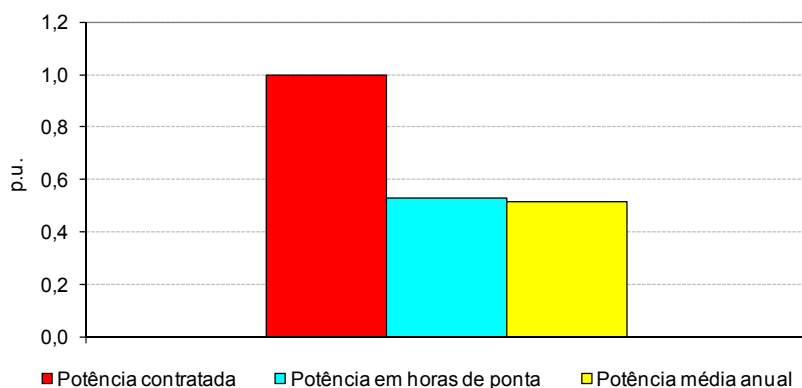
**Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por posto horário**



	AT
Potência média anual [MW]	636
Potência média anual por cliente [kW]	2 767

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

**Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT**



	AT
Potência contratada [kW/mês]	1 236 244
Potência contratada por cliente [kW/mês]	5 375

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

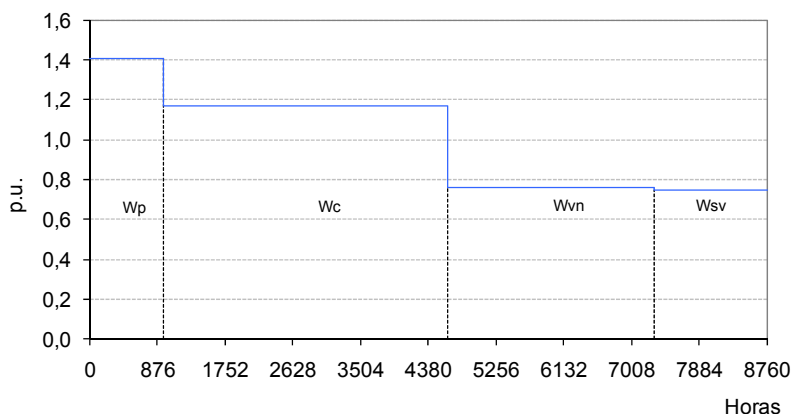
### 7.2.3 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 7-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Média Tensão (MT), discriminados por período horário. Na Figura 7-6



apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT.

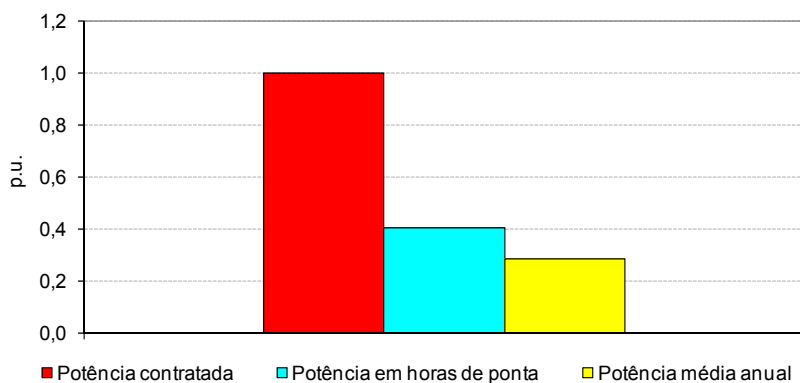
**Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por posto horário**



	MT
Potência média anual [MW]	1.409
Potência média anual por cliente [kW]	72

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

**Figura 7-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT**



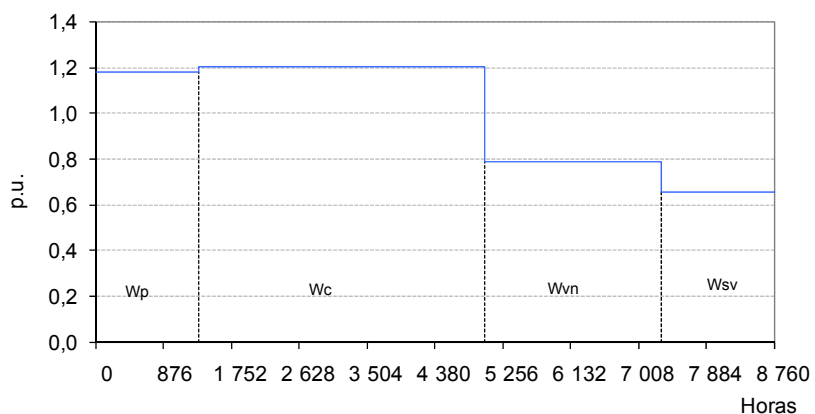
	MT
Potência contratada [kW/mês]	4 933 895
Potência contratada por cliente [kW/mês]	251

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

### 7.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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

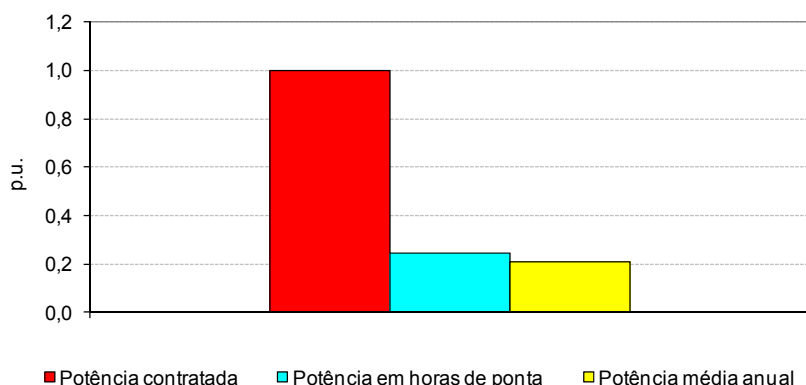
**Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por posto horário**



	BTE
Potência média anual [MW]	296
Potência média anual por cliente [kW]	13

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

**Figura 7-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE**



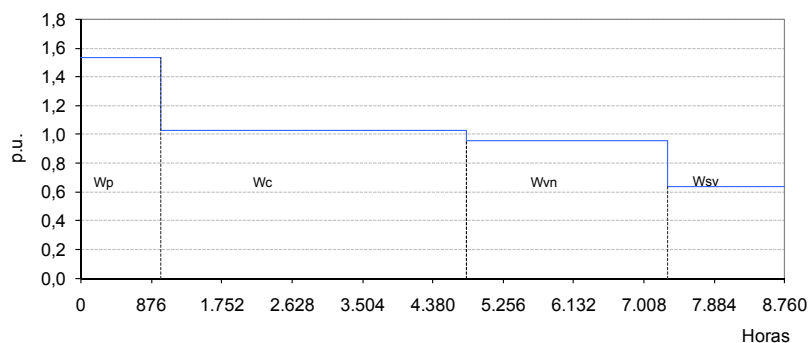
	BTE
Potência contratada [kW/mês]	1 423 276
Potência contratada por cliente [kW/mês]	60

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

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

Na Figura 7-9 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, discriminados por período horário.

**Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período horário**

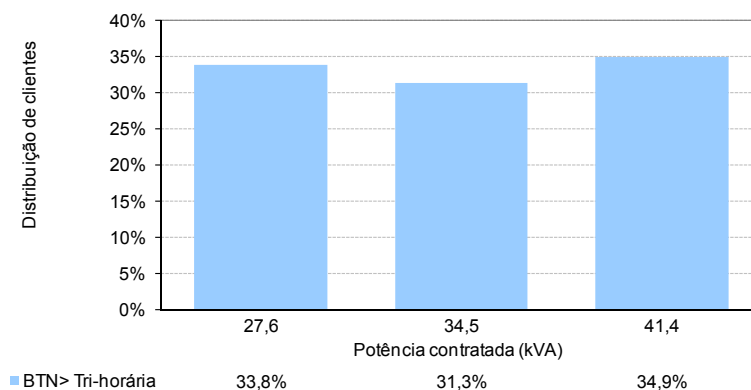


	BTN> Tri-horária
Potência média anual [MW]	29
Potência média anual por cliente [kW]	3,60

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

Na Figura 7-10 apresenta-se a distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em BTN > 20,7 kVA.

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

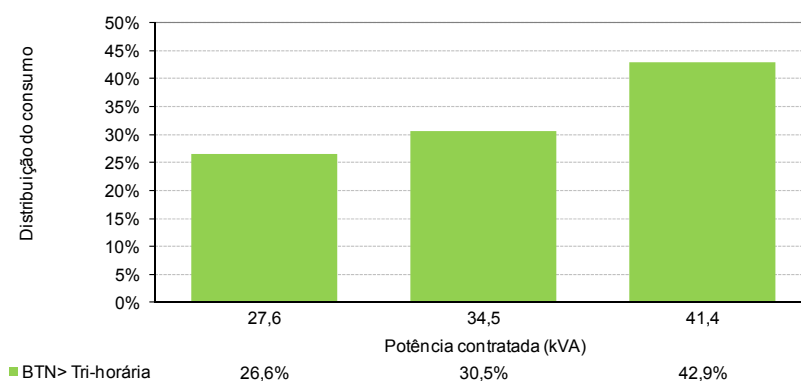


Número de clientes por opção tarifária	BTN > Tri-horária
	7 975

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

Na Figura 7-11 apresenta-se a distribuição de consumo por escalão de potência contratada para os clientes no mercado liberalizado em BTN > 20,7 kVA.

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

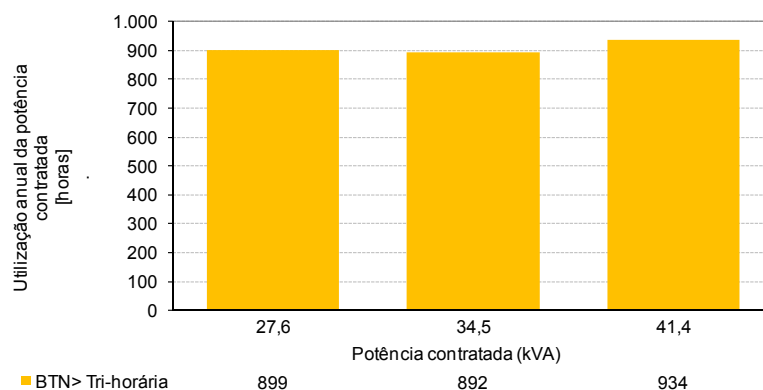


	BTN > Tri-horária
Potência média anual [MW]	29
Potência média anual por cliente [W]	3 598

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

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

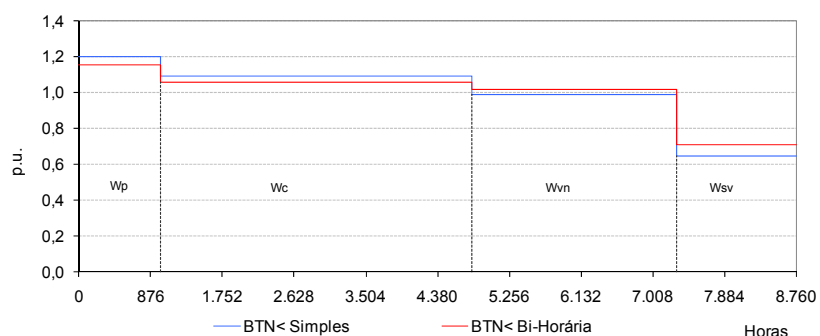
**Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA)**



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

Na Figura 7-13 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: Simples e Bi-horária. Considerou-se que o universo de clientes no mercado liberalizado em 2011 não inclui instalações de consumo com opções tarifárias tri-horárias.

**Figura 7-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária**

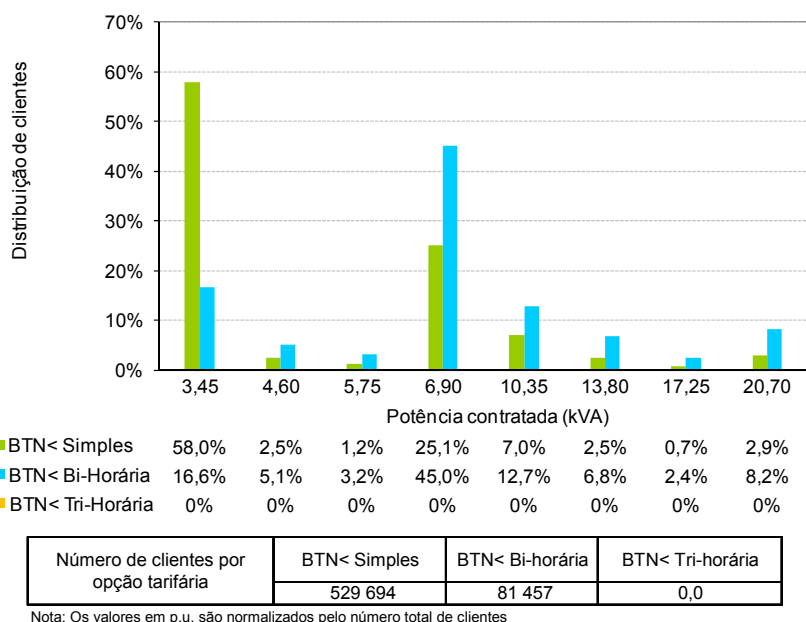


Potência de base	BTN< Simples	BTN< Bi-Horária
Potência média anual [MW]	151	56
Potência média anual por cliente [kW]	0,28	0,69

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

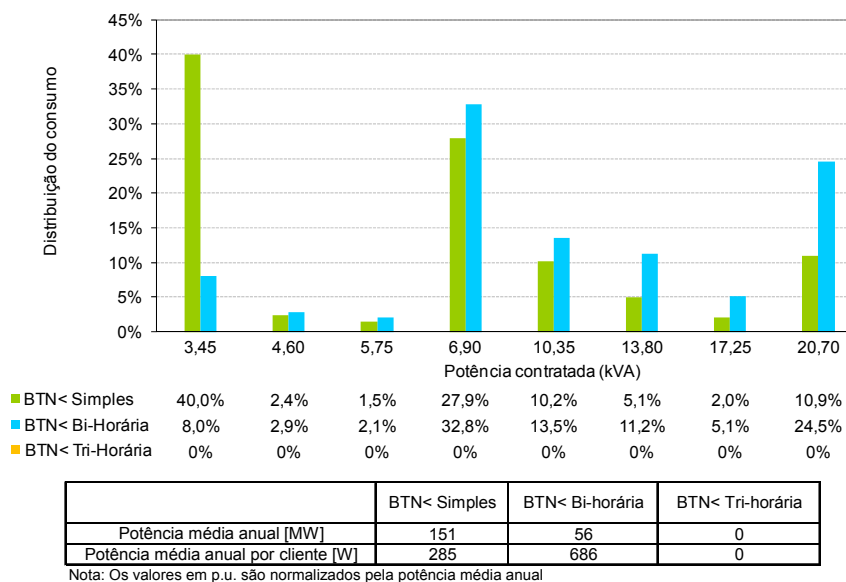
Na Figura 7-14 apresenta-se a distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em BTN< 20,7 kVA.

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



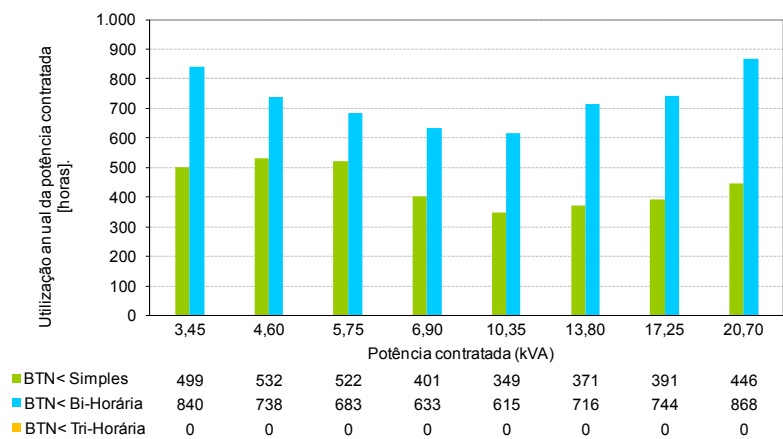
Na Figura 7-15 apresenta-se a distribuição de consumo por opção tarifária e escalão de potência contratada dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA.

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



Na Figura 7-16 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência.

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







## 8 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 apresentam-se do Quadro 8-1 ao Quadro 8-9. No Quadro 8-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 8-2 ao Quadro 8-9 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de facturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.

**Quadro 8-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA**

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Energia (GWh)	Número de clientes
<b>MT</b>	<b>299</b>	<b>684</b>
<b>BT</b>	<b>501</b>	<b>120 594</b>
BTE	30	266
BTN sem IP	435	118 622
IP	36	1 706
<b>Total</b>	<b>799</b>	<b>121 278</b>

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

**Quadro 8-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em MT tetra-horária**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		QUANTIDADES	
<b>Termo tarifário fixo (nº de clientes)</b>		684	
<b>Potência (kW)</b>			
Tetra-horária	Horas de ponta	40 659	
	Contratada	124 978	
<b>Energia activa (MWh)</b>			
Tarifa Tetra-horária	Períodos I, IV	Horas de ponta	27 676
		Horas cheias	68 911
		Horas de vazio normal	33 457
		Horas super vazio	12 367
	Períodos II, III	Horas de ponta	30 608
		Horas cheias	75 354
		Horas de vazio normal	32 903
		Horas super vazio	17 595
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>			
Tarifa Tetra-horária	Fornecida	20 055 870	
	Recebida	3 288 694	

**Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTE**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		266
Potência (kW)		
Tarifa Tetra-horária	Horas de ponta	5 692
	Contratada	15 931
Energia activa (MWh)		
Tarifa Tetra-horária	Horas de ponta	5 969
	Horas cheias	14 628
	Horas de vazio normal	6 832
	Horas super vazio	2 442
Energia reactiva (kvarh)		
Tarifa Tetra-horária	Fornecida	3 072 634
	Recebida	226 037

**Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (>17,25 kVA) Tri-horária**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) TRI-HORÁRIA		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa Tri-horária	20,7	1 250
	27,6	323
	34,5	116
	41,4	169
	55,2	64
	69,0	49
	103,5	9
	110,4	6
	138,0	2
	172,5	1
	207,0	0
215,0	2	
Energia activa (MWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	6 153
	Horas cheias	14 266
	Horas de vazio	9 859

**Quadro 8-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (>17,25 kVA) Organismos**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) ORGANISMOS		QUANTIDADES
<b>Potência contratada (nº de clientes)</b>		
Tarifa Organismos	20,7	198
	27,6	61
	34,5	33
	41,4	46
	55,2	13
	69,0	11
	103,5	5
	110,4	2
	138,0	0
	172,5	2
	207,0	0
215,0	0	
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Tarifa Organismos	Horas de ponta	2 347
	Horas cheias	5 689
	Horas de vazio	3 683

**Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (>17,25 kVA) Outros consumidores**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) OUTROS CONSUMIDORES		QUANTIDADES
<b>Potência contratada (nº de clientes)</b>		
Tarifa Outros consumidores	20,7	1 177
	27,6	379
	34,5	188
	41,4	152
	55,2	50
	69,0	46
	103,5	18
	110,4	7
	138,0	1
	172,5	0
	207,0	0
215,0	0	
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Tarifa Outros consumidores	Horas de ponta	13 616
	Horas cheias	33 288
	Horas de vazio	21 179

**Quadro 8-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ( $\leq 17,25$  kVA e  $> 2,3$  kVA)**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq 17,25$ kVA e $> 2,3$ kVA)			QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>	
Tarifa simples		3,45	58 186
		6,9	34 126
		10,35	6 237
		13,8	1 713
		17,25	2 449
Tarifa bi-horária		3,45	687
		6,9	2 075
		10,35	422
		13,8	190
		17,25	292
Tarifa tri-horária		3,45	281
		6,9	661
		10,35	96
		13,8	41
	17,25	58	
<b>Energia activa</b>		<b>MWh</b>	
Tarifa simples			297 580
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		8 973
	Horas de vazio		5 959
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		1 099
	Horas cheias		2 920
	Horas de vazio		2 453

**Quadro 8-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ( $\leq 2,3$  kVA)**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)			QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>	
Tarifa simples		1,15	6729
<b>Energia activa</b>		<b>MWh</b>	
Tarifa simples			5927

**Quadro 8-9 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BT Iluminação Pública**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)			QUANTIDADES
<b>Energia activa</b>		<b>(MWh)</b>	35 672

## 8.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO 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 rectangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.

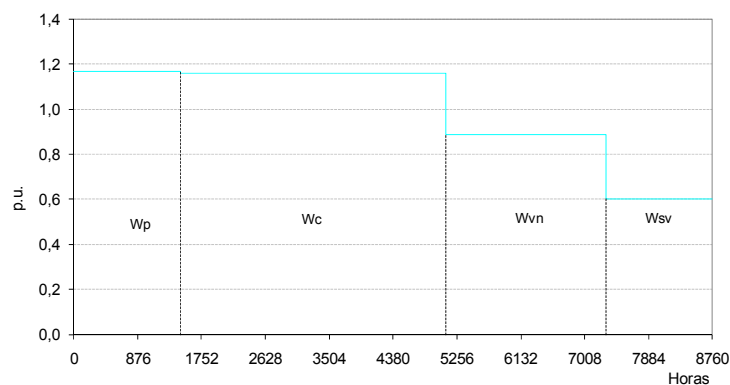
Por último, para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes pelos vários escalões de potência contratada.

### 8.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 8-1 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à tarifa Tetra-horária em MT, discriminado por período horário.

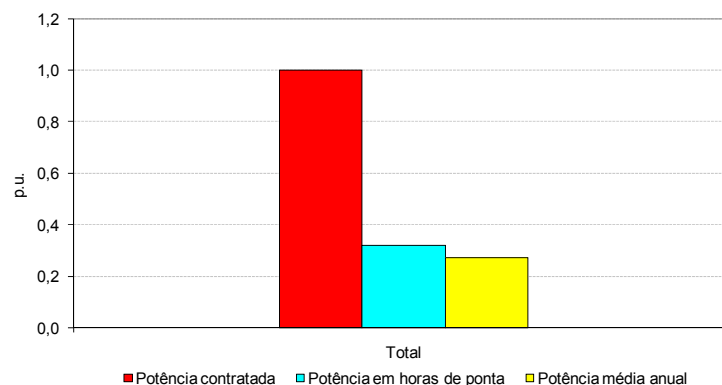
Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumo enviada pela empresa, para o ano 2011.

**Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário**



Potência de base	MT
Potência média anual [MW]	34
Potência média anual por cliente [kW]	50

**Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa Tetra-horária em MT**



Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	124.978
Potência contratada por cliente	183

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

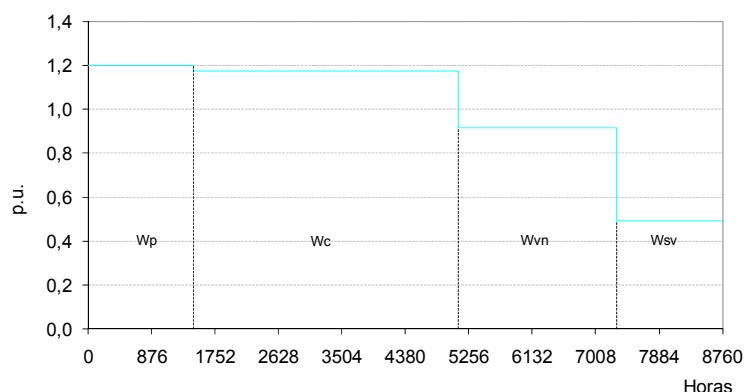
### 8.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumo enviada pela empresa, para o ano 2011.

Figura 8-3 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à opção tarifária Tetra-horária em BTE, discriminado por período horário.

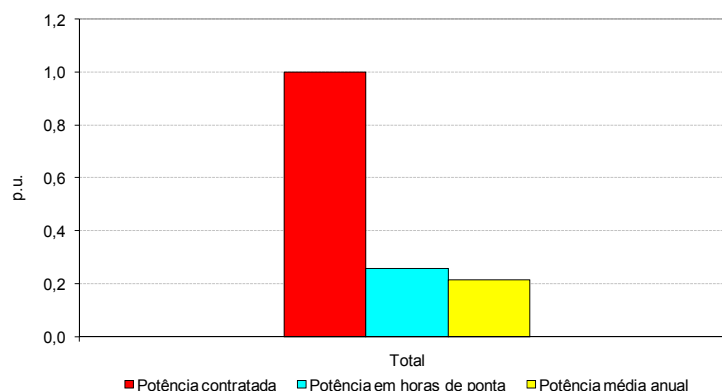
Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumo enviada pela empresa, para o ano 2011.

**Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário**



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	3.410
Potência média anual por cliente [kW]	13

**Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE**



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	15.931
Potência contratada por cliente	60

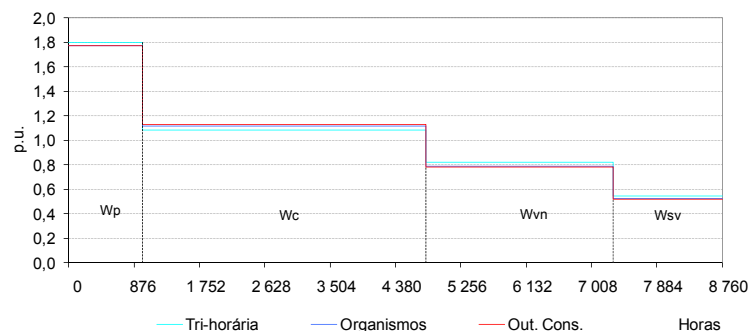
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada

### 8.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (>17,25 kVA)

Na Figura 8-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA, discriminados por período horário e por opção tarifária: Tarifa Tri-horária, Organismos e Outros Consumidores (Out. Cons.).

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.2 para as opções tarifárias Tri-horárias.

**Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>17,25 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária**



	Tri-horária	Organismos	Out. Cons.
Potência média anual [kW]	3 456	1 338	7 772
Potência média anual por cliente [W]	1 736	3 609	3 852

Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual de cada opção

#### 8.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 17,25$ kVA)

Na Figura 8-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN com potência contratada menor ou igual a 17,25 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária, Tri-horária e Iluminação pública.

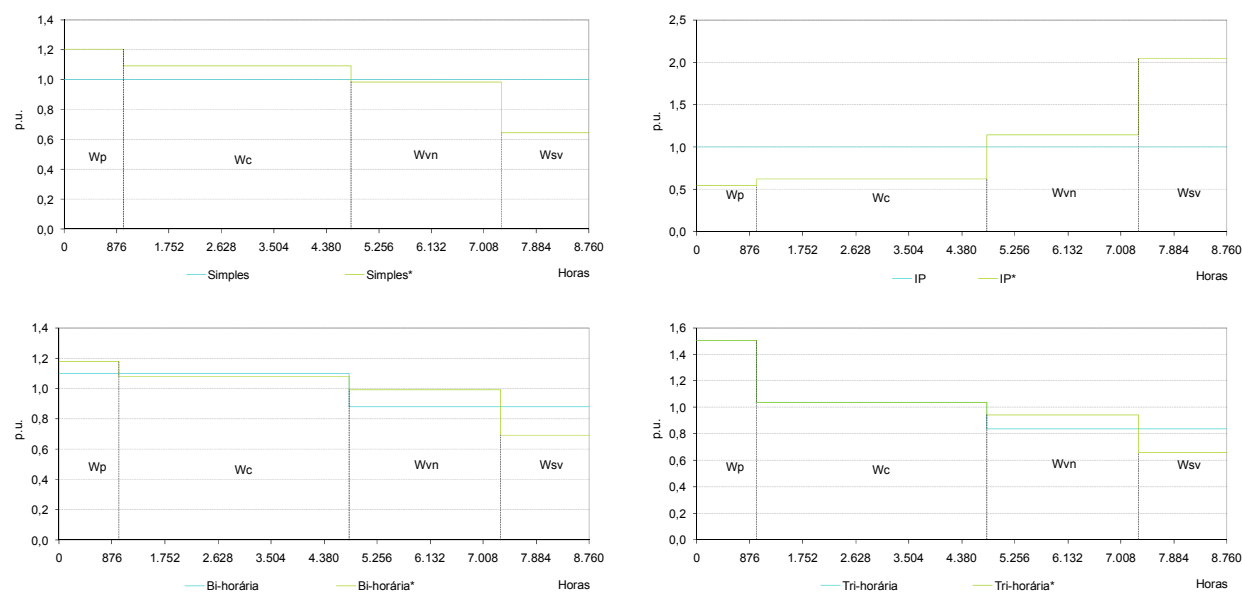
Apresentam-se, ainda, os diagramas de carga estimados para o cálculo das tarifas Simples, Bi-horária, Tri-horária e Iluminação pública, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples\*, tarifa Bi-horária\*, Tri-horária\* e Iluminação pública\*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 10.4 para as opções tarifárias Bi-horárias, no ponto 10.5 para a opção tarifária Simples e no ponto 10.6 para a IP.

A partir de 2011 considera-se que a antiga opção de tarifa social é substituída pela modalidade de tarifa social prevista no âmbito da legislação do sector eléctrico. Esta nova tarifa social aplica-se às opções tarifárias seguintes: simples, bi-horária ou tri-horária, segundo critérios definidos nessa legislação. Assim, a caracterização da procura da tarifa regulada não prevê expressamente estas quantidades.



**Figura 8-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ( $\leq 17,25$  kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA**



	Simples	Bi-horária	Tri-horária	IP
Potência média anual [MW]	33,97	1,70	0,74	4,07
Potência média anual por cliente [kW]	0,33	0,46	0,65	2,39

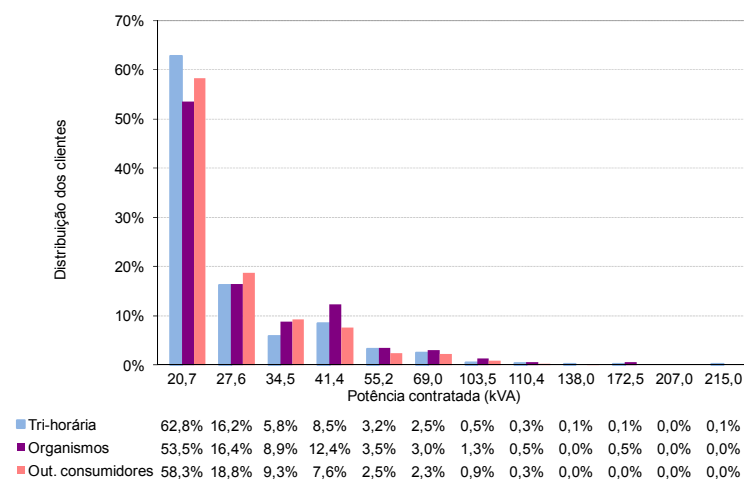
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual de cada opção

Os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si porque garantem o mesmo consumo nos períodos tarifários medidos no contador. 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 nas tarifas Simples relativamente à Bi-horária. Efectivamente, a tarifa Bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

### 8.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA DA RAA EM BAIXA TENSÃO NORMAL

Na Figura 8-7 e na Figura 8-8 apresenta-se o número de clientes por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias de BTN. O número de clientes é apresentado em percentagem do número total de clientes da opção tarifária correspondente. Assim, o número de clientes de cada uma das opções tarifárias com uma determinada potência contratada é obtido pela multiplicação do valor apresentado na figura respectiva, em p.u., correspondente a este escalão, pelo número total de clientes da opção tarifária respectiva.

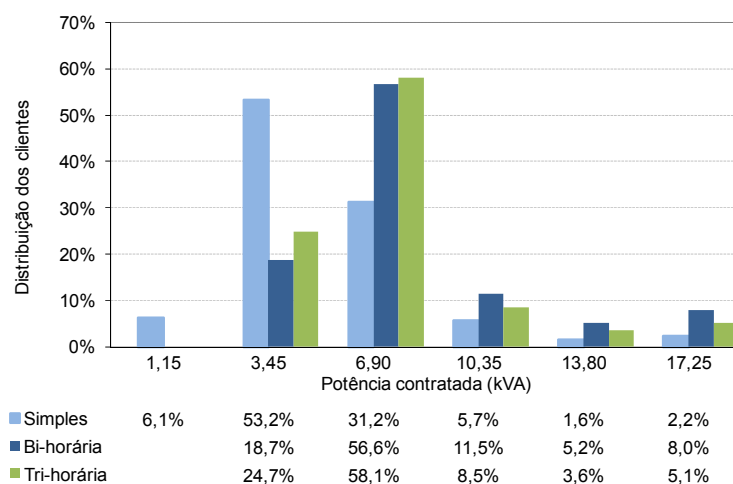
**Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>17,25 kVA), na RAA**



Número de clientes por opção tarifária	Tri-horária	Organismos	Outros Consumidores
	1 991	371	2 018

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

**Figura 8-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤17,25 kVA), na RAA**



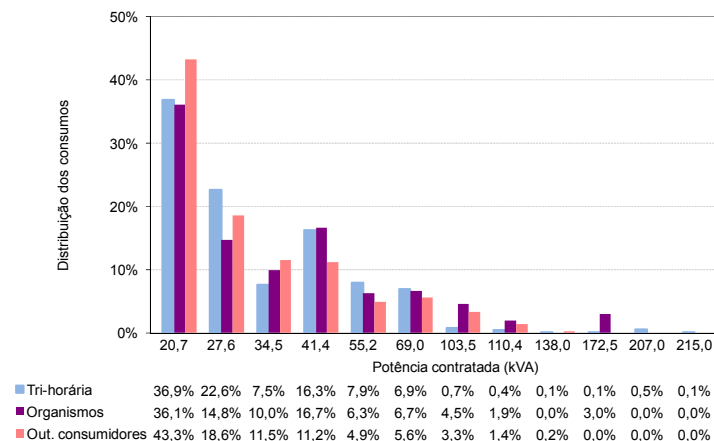
Número de clientes por opção tarifária	Simples	Bi-horária	Tri-horária
	109 439	3 667	1 137

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

Verifica-se que o escalão de 3,45 kVA é predominante na tarifa Simples de BTN≤17,25 kVA. Em contrapartida, nas tarifas Bi-horária e Tri-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

Na Figura 8-9 e na Figura 8-10 apresentam-se, em percentagem, a distribuição dos consumos por escalão de potência contratada, para cada uma das opções tarifárias.

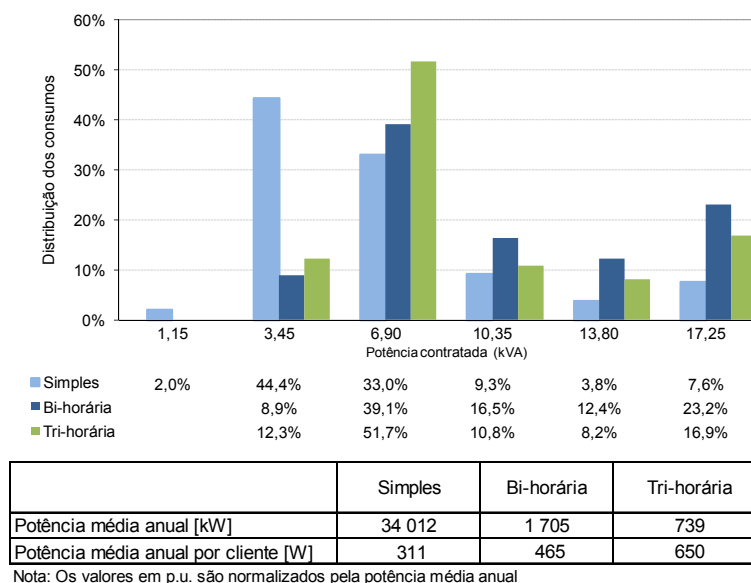
**Figura 8-9 - Distribuição dos consumos por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>17,25 kVA), na RAA**



	Tri-horária	Organismos	Outros Consumidores
Potência média anual [kW]	3 456	1 338	7 772
Potência média anual por cliente [W]	1 736	3 609	3 852

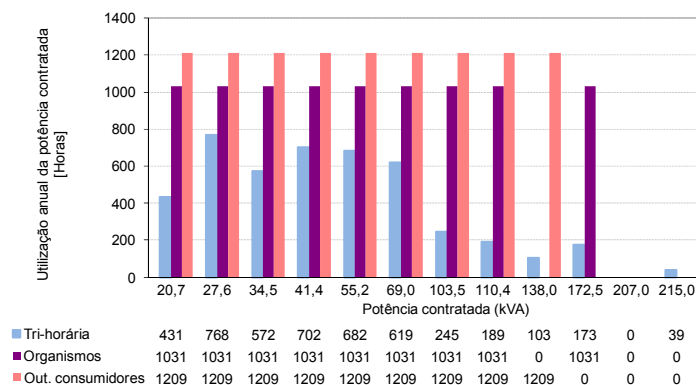
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

**Figura 8-10 - Distribuição dos consumos por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤17,25 kVA), na RAA**



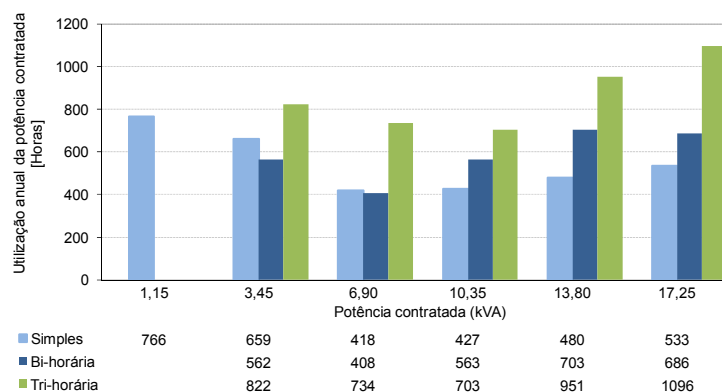
Na Figura 8-11 e na Figura 8-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

**Figura 8-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>17,25 kVA), na RAA**



Nas tarifas BTN>17,25 kVA verifica-se que a maior utilização da potência contratada na opção Tri-horária é no escalão de 27,6 kVA. Para as opções tarifárias Organismos e Outros Consumidores assume-se um valor médio na utilização anual da potência contratada, calculado com base no valor total da energia de cada uma dessas opções tarifárias. Os dados reais relativos à procura nestas opções tarifárias levam-nos a valores atípicos para a utilização da potência contratada, pelo que se considerou o pressuposto descrito, sem contudo alterar a energia total associada a cada uma destas opções.

**Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN≤17,25 kVA), na RAA**



Verifica-se que, na opção Simples de BTN≤17,25 kVA, os clientes do escalão 1,15 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada. Na opção Bi-horária são os clientes do escalão 13,80 kVA que apresentam uma maior utilização da potência contratada e na opção Tri-horária são os clientes do escalão 17,25 kVA.



## 9 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 apresentam-se no Quadro 9-1 ao Quadro 9-13. 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 9-13 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de facturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base os valores verificados em 2009, projectados para 2011 de modo a se obterem os consumos por nível de tensão do balanço de energia eléctrica da RAM.

São apresentados quadros de quantidades de energia e potência para todas as opções tarifárias a vigorar no próximo ano, apesar de algumas opções tarifárias, por não existirem clientes, se preverem consumos nulos à semelhança do verificado em 2009.

**Quadro 9-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM**

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Energia (GWh)	Número de clientes
<b>MT</b>	<b>193</b>	<b>251</b>
<b>BT</b>	<b>695</b>	<b>135 773</b>
BTE	162	914
BTN sem IP	449	133 146
IP	84	1 713
<b>Total</b>	<b>889</b>	<b>136 023</b>

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

Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em AT

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM AT		QUANTIDADES
<b>Termo tarifário fixo (nº de clientes)</b>		0
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	0
	Contratada	0
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0
	Horas cheias	0
	Horas de vazio normal	0
	Horas de super vazio	0
Períodos II, III	Horas de ponta	0
	Horas cheias	0
	Horas de vazio	0
	Horas de super vazio	0
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>		
	Fornecida	0
	Recebida	0

Quadro 9-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT 30 kV e MT 6,6 kV

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 30kV e MT 6,6 kV		QUANTIDADES	
<b>Termo tarifário fixo (nº de clientes)</b>		170	
<b>Potência (kW)</b>			
Tarifa de MT 30 kV	Horas de ponta	1 256	
	Contratada	3 822	
Tarifa de MT 6,6 kV	Horas de ponta	20 562	
	Contratada	62 044	
<b>Energia activa (MWh)</b>			
Tarifa de MT 30 kV	Períodos I, IV	Horas de ponta	875
		Horas cheias	2 089
		Horas de vazio normal	1 079
		Horas de super vazio	549
Períodos II, III	Períodos II, III	Horas de ponta	825
		Horas cheias	2 043
		Horas de vazio normal	1 004
		Horas de super vazio	490
Tarifa de MT 6,6 kV	Períodos I, IV	Horas de ponta	12 851
		Horas cheias	32 500
		Horas de vazio normal	13 775
		Horas de super vazio	7 012
Períodos II, III	Períodos II, III	Horas de ponta	14 258
		Horas cheias	36 046
		Horas de vazio normal	15 138
		Horas de super vazio	7 380
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>			
	Fornecida	10 824 045	
	Recebida	0	



**Quadro 9-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT 6,6 kV Consumidores especiais**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 6,6 kV CONSUMIDORES ESPECIAIS		QUANTIDADES	
<b>Termo tarifário fixo (nº de clientes)</b>		81	
<b>Potência (kW)</b>			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	5 269	
	Contratada	25 909	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	29	
	Contratada	321	
<b>Energia activa (MWh)</b>			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	2 953
		Horas cheias	9 762
		Horas de vazio normal	5 124
		Horas de super vazio	2 608
	Períodos II, III	Horas de ponta	4 121
		Horas cheias	11 251
		Horas de vazio normal	6 408
		Horas de super vazio	3 124
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	17
		Horas cheias	40
		Horas de vazio normal	8
		Horas de super vazio	4
	Períodos II, III	Horas de ponta	16
		Horas cheias	36
		Horas de vazio normal	9
		Horas de super vazio	4
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>			
	Fornecida	3 706 806	
	Recebida	0	

**Quadro 9-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		QUANTIDADES
<b>Termo tarifário fixo (nº de clientes)</b>		790
<b>Potência (kW)</b>		
Tarifa Tetra-horária	Horas de ponta	21 211
	Contratada	96 218
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Tarifa Tetra-horária	Horas de ponta	28 535
	Horas cheias	74 226
	Horas de vazio normal	27 088
	Horas de super vazio	13 507
<b>Energia reactiva (kvarh)</b>		
	Fornecida	18 479 434
	Recebida	0

**Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE Médias Utilizações Consumidores especiais**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE CONSUMIDORES ESPECIAIS		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		124
Potência (kW)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	2 332
	Contratada	14 348
Energia activa (MWh)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	3 169
	Horas cheias	8 970
	Horas de vazio normal	4 008
	Horas de super vazio	1 998
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	3 788 694
	Recebida	0

**Quadro 9-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN (>20,7 kVA) Tri-horária**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa tri-horária	27,6	816
	34,5	670
	41,4	526
	51,75	262
	62,1	240
Energia activa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	17 486
	Horas cheias	45 772
	Horas de vazio	22 791

**Quadro 9-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ( $\leq 20,7$  kVA e  $> 2,3$  kVA)**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)			QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>	
Tarifa simples		3,45	53 146
		6,9	58 206
		10,35	3 863
		13,8	2 476
		17,25	1 029
		20,7	3 267
Tarifa bi-horária		3,45	679
		6,9	3 604
		10,35	278
		13,8	148
		17,25	58
Tarifa tri-horária		20,7	151
		3,45	0
		6,9	1
		10,35	0
		13,8	0
	17,25	0	
	20,7	12	
<b>Energia activa</b>		<b>MWh</b>	
Tarifa simples			322 405
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		13 650
	Horas de vazio		7 498
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		36
	Horas cheias		89
	Horas de vazio		65

**Quadro 9-9 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ( $\leq 2,3$  kVA)**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)			QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>	
Tarifa simples		1,15	2 237
<b>Energia activa</b>		<b>MWh</b>	
Tarifa simples			2 199

**Quadro 9-10 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ( $\leq 20,7$  kVA e  $> 2,3$  kVA) Bi-horária Não Domésticos**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) NÃO DOMÉSTICOS			QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>	
Tarifa bi-horária		3,45	86
		6,9	147
		10,35	80
		13,8	194
		17,25	78
		20,7	434
<b>Energia activa</b>		<b>MWh</b>	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		10 407
	Horas de vazio		5 022

**Quadro 9-11 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ( $\leq 20,7$  kVA e  $> 2,3$  kVA) Consumidores especiais**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		QUANTIDADES
<b>Potência contratada (nº de clientes)</b>		
Tarifa simples	3,45	98
	6,9	119
	10,35	59
	13,8	42
	17,25	16
	20,7	83
Tarifa bi-horária	3,45	2
	6,9	3
	10,35	6
	13,8	5
	17,25	1
	20,7	12
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Tarifa simples		1 411
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	274
	Horas de vazio	176

**Quadro 9-12 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ( $\leq 2,3$  kVA) Consumidores especiais**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		QUANTIDADES
<b>Potência contratada (nº de clientes)</b>		
Tarifa simples	1,15	13
<b>Energia activa (MWh)</b>		
Tarifa simples		24

**Quadro 9-13 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BT Iluminação Pública**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		QUANTIDADES
Energia activa	(MWh)	84 332

**9.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

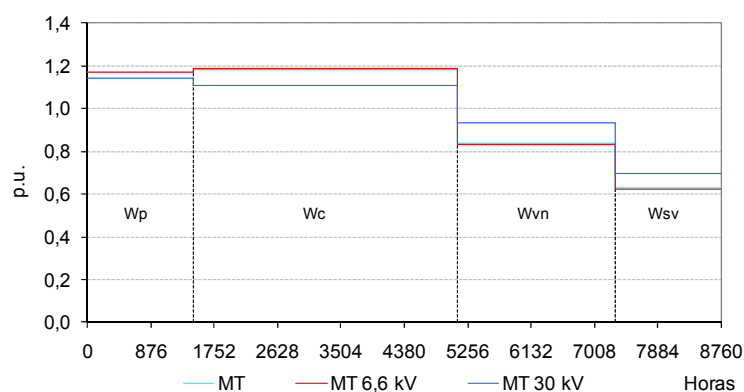
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga rectangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.

Por último, para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes pelos vários escalões de potência contratada.

### 9.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 9-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Média Tensão 6,6 kV (MT 6,6 kV) e Média Tensão 30 kV (MT 30 kV).

**Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM**

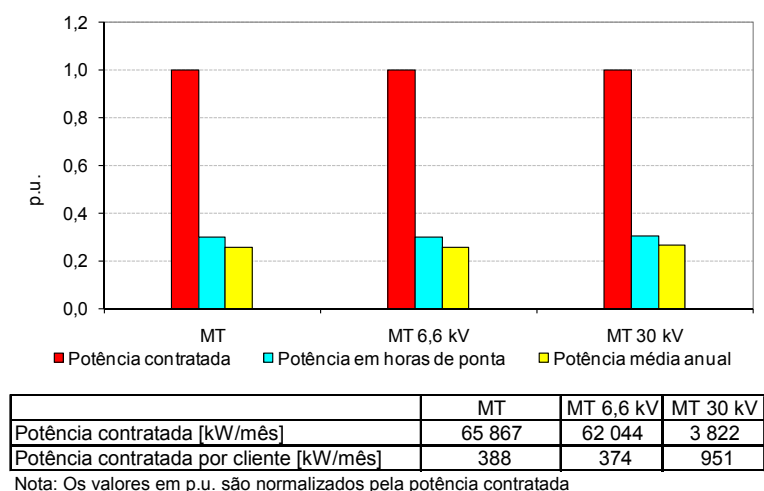


	MT	MT 6,6 kV	MT 30 kV
Potência média anual [kW]	16 885	15 863	1 022
Potência média anual por cliente [kW]	99	96	254

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

A opção tarifária de MT 6,6 kV é a opção predominante no valor agregado de MT.

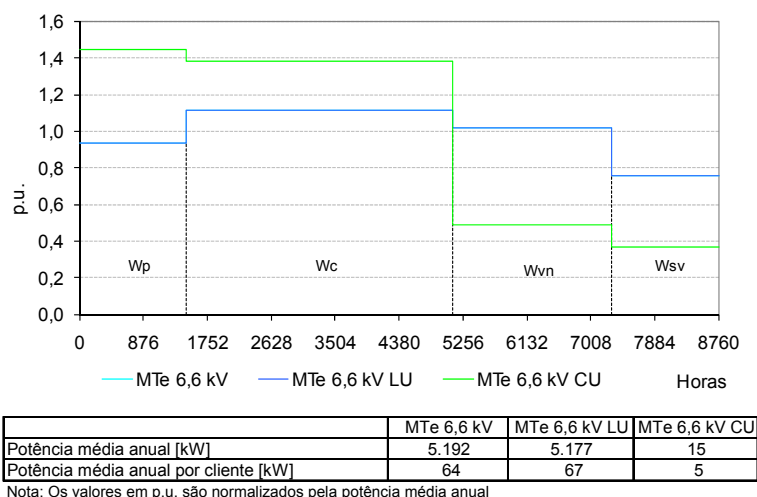
**Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT, na RAM**



**MÉDIA TENSÃO 6,6kV CONSUMIDORES ESPECIAIS**

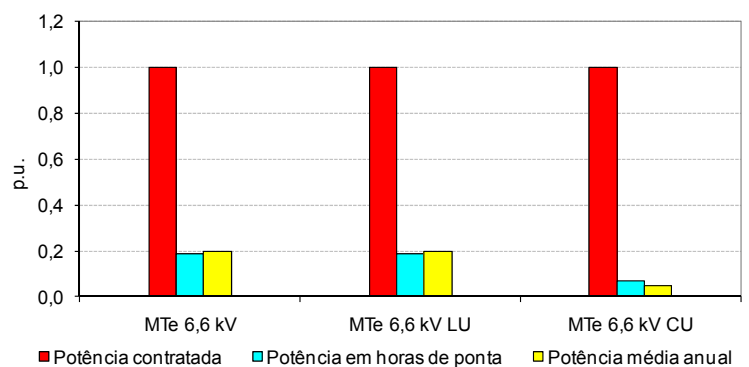
Na Figura 9-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Média Tensão Consumidores especiais 6,6 kV Longas Utilizações (MTe 6,6 kV LU), e Média Tensão Consumidores especiais 6,6 kV Curtas Utilizações (MTe 6,6 kV CU).

**Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de MT 6,6 kV Consumidores especiais, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM**



Pode concluir-se que a opção tarifária de Longas Utilizações é a opção predominante no valor agregado de MT Consumidores especiais.

**Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT 6,6 kV Consumidores especiais, na RAM**



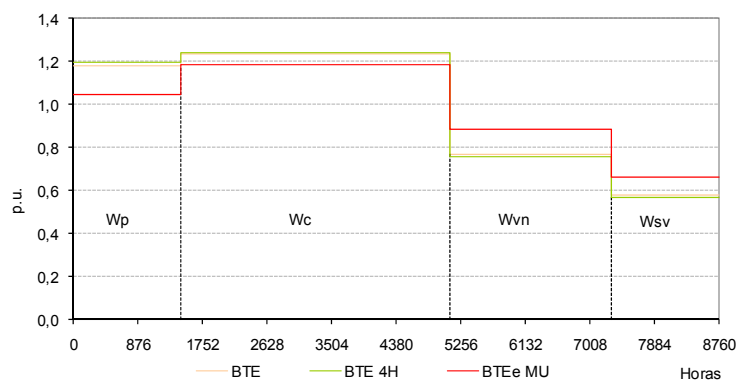
	MTe 6,6 kV	MTe 6,6 kV LU	MTe 6,6 kV CU
Potência contratada [kW/mês]	26.230	25.909	321
Potência contratada por cliente [kW/mês]	324	333	99

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

### 9.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 9-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à opção tarifária de BTE Tetra-horária (BTE 4H) e de BTE Consumidores Especiais médias utilizações (BTEe MU), discriminados por período horário.

**Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM**



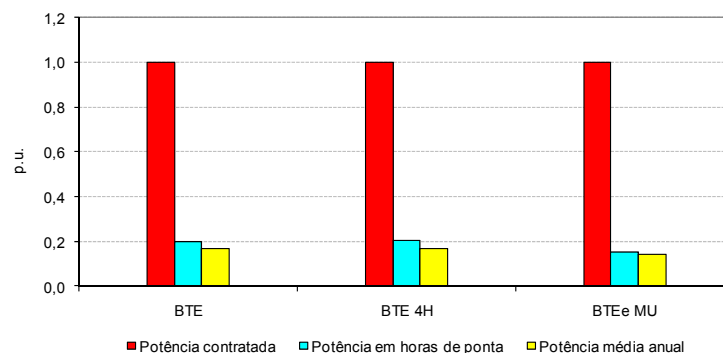
	BTE	BTE 4H	BTEe MU
Potência média anual [kW]	18 436	16 365	2 071
Potência média anual por cliente [kW]	20	21	17

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

Da Figura 9-6 pode concluir-se que, relativamente aos níveis de tensão a montante, quer os valores da potência em horas de ponta, quer os da potência média anual são mais reduzidos comparativamente

com a potência contratada. É esperado que a opção tarifária Tetra-horária seja a opção tarifária predominante.

**Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE, na RAM**



	BTE	BTE 4H	BTEe MU
Potência contratada [kW/mês]	110 566	96 218	14 348
Potência contratada por cliente [kW/mês]	121	122	115

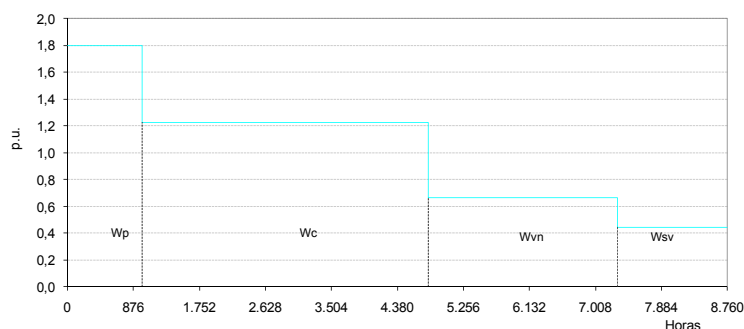
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

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

Na Figura 9-7 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada maior do que 20,7 kVA discriminados por período horário. Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.2 para as opções tarifárias Tri-horárias.



**Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário, na RAM**



	Tri-horária
Potência média anual [kW]	9 823
Potência média anual por cliente [kW]	4

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

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

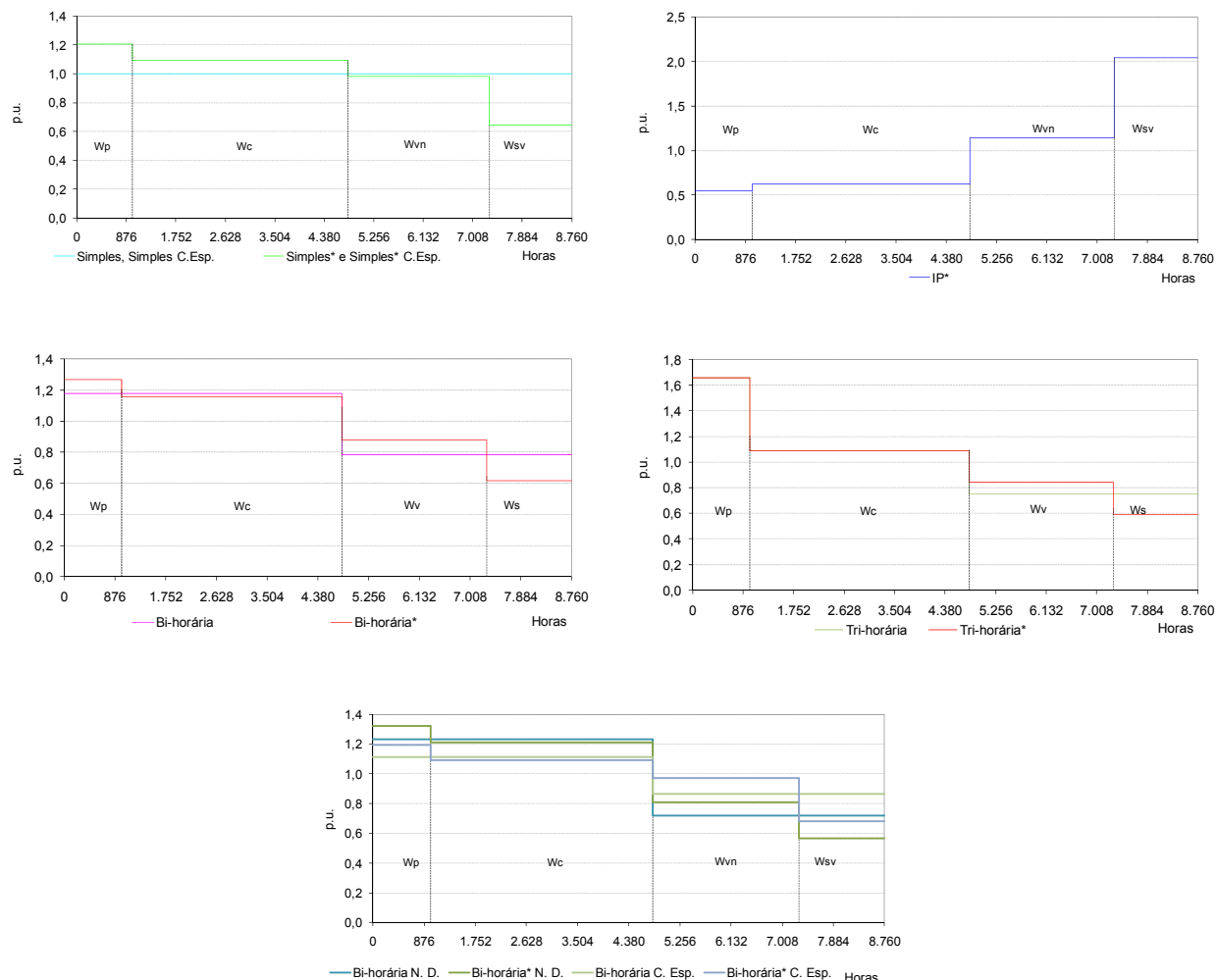
Na Figura 9-8 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN, em BTN Não Domésticos e BTN Consumidores especiais, com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária, tarifa Tri-horária e Iluminação Pública.

Apresentam-se, ainda, os diagramas de carga estimados para o cálculo das tarifas Simples, Bi-horária, Tri-horária e Iluminação pública, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples\*, tarifa Bi-horária\*, Tri-horária\* e Iluminação pública\*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 10.4 para as opções tarifárias Bi-horárias, no ponto 10.5 para a opção tarifária Simples e no ponto 10.6 para a IP.

A partir de 2011 considera-se que a antiga opção de tarifa social é substituída pela modalidade de tarifa social prevista no âmbito da legislação do sector eléctrico. Esta nova tarifa social aplica-se às opções tarifárias seguintes: simples, bi-horária ou tri-horária, segundo critérios definidos nessa legislação. Assim, a caracterização da procura da tarifa regulada não prevê expressamente estas quantidades.

**Figura 9-8 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ( $\leq 20,7$  kVA), BTN ( $\leq 20,7$  kVA) Não Domésticos e BTN ( $\leq 20,7$  kVA) Consumidores especiais, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM**



	Simples	Simples C. Esp.	Bi-horária	Bi-horária N.D.	Bi-horária C. Esp.	Tri-horária	IP
Potência média anual [kW]	36 804	161	2 414	1 761	51	22	9 627
Potência média anual por cliente [kW]	0,30	0,39	0,49	1,73	1,76	1,71	5,62

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

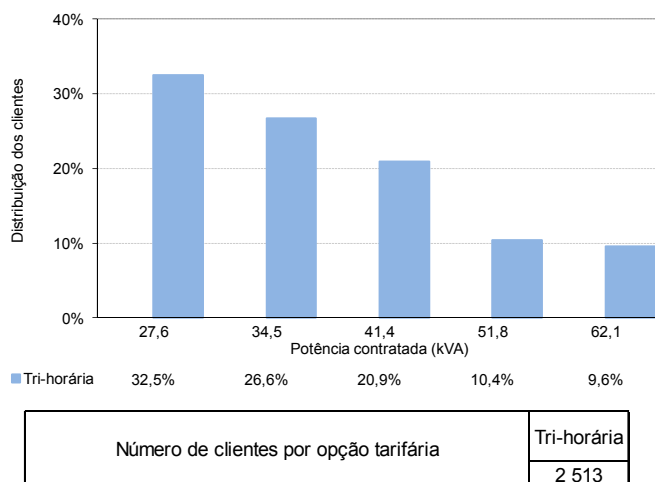
Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.2 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 10.4 para as opções tarifárias Bi-horárias, no ponto 10.5 para a opção tarifária Simples e no ponto 10.6 para a IP.

Os diagramas de carga reais e estimados estão coerentes entre si porque garantem o mesmo consumo nos períodos tarifários medidos no contador. 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 nas tarifas Simples relativamente à Bi-horária. Efectivamente, a tarifa Bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

### 9.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA DA RAM EM BAIXA TENSÃO NORMAL

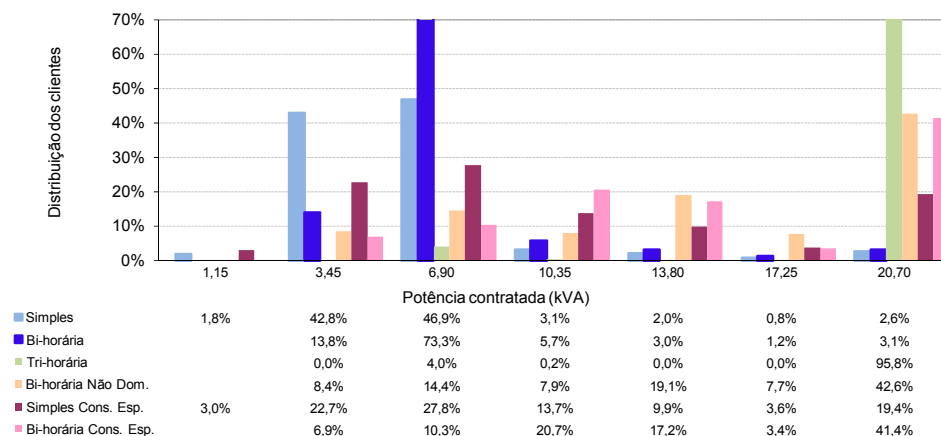
Na Figura 9-9 e na Figura 9-10 apresenta-se a distribuição dos clientes por escalão de potência contratada, para cada uma das opções tarifárias. O número de clientes é apresentado em percentagem do número total de clientes da opção tarifária correspondente. Assim, o número de clientes de cada uma das opções tarifárias com uma determinada potência contratada é obtido pela multiplicação do valor apresentado na figura respectiva, em p.u., correspondente a este escalão, pelo número total de clientes da opção tarifária respectiva.

**Figura 9-9 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM**



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

**Figura 9-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ( $\leq 20,7$  kVA), de BTN ( $\leq 20,7$  kVA) Não Domésticos e de BTN ( $\leq 20,7$  kVA) Consumidores especiais, na RAM**



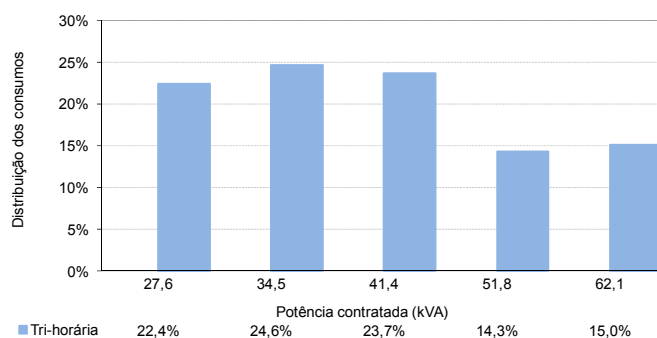
Número de clientes por opção tarifária	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Bi-horária Não Domést.	Simples Cons. Esp.	Bi-horária Cons. Esp.
	124 224	4 918	13	1 019	430	29

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

Verifica-se que os escalões de 3,45 e 6,9 kVA são mais frequentes na tarifa Simples de BTN  $\leq 20,7$  kVA. Na tarifa Bi-horária o escalão mais frequente é o de 6,9 kVA. Para a opção tarifária Tri-horária assumiu-se que o escalão predominante é o de 20,70 kVA.

Na Figura 9-11 e na Figura 9-12 apresenta-se, em percentagem, a distribuição do consumo por escalão de potência contratada, para cada uma das opções tarifárias.

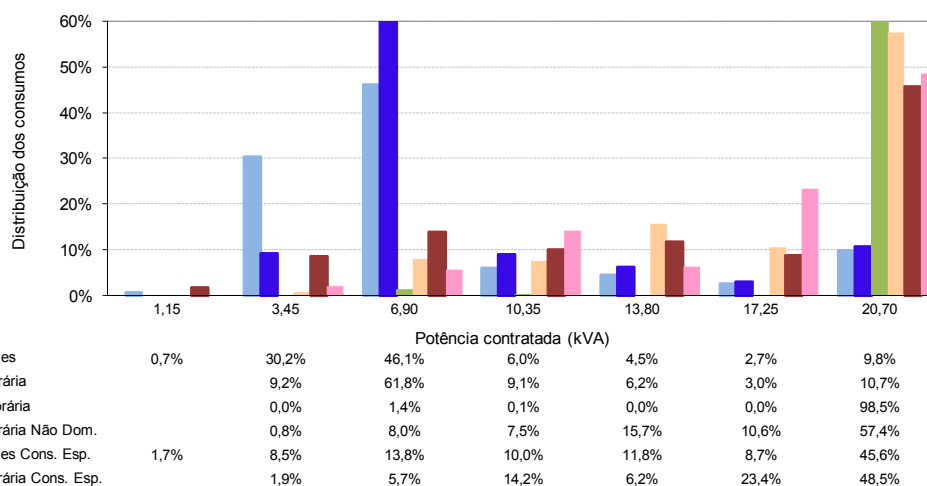
**Figura 9-11 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM**



	Tri-horária
Potência média anual [kW]	9 823
Potência média anual por cliente [W]	3 909

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

**Figura 9-12 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ( $\leq 20,7$  kVA), de BTN ( $\leq 20,7$  kVA) Não Domésticos e de BTN ( $\leq 20,7$  kVA) Consumidores especiais, na RAM**



	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Bi-horária Não Domést.	Simples Cons. Esp.	Bi-horária Cons. Esp.
Potência média anual [kW]	37 055	2 414	22	1 761	164	51
Potência média anual por cliente [W]	298	491	1 710	1 728	381	1 760

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

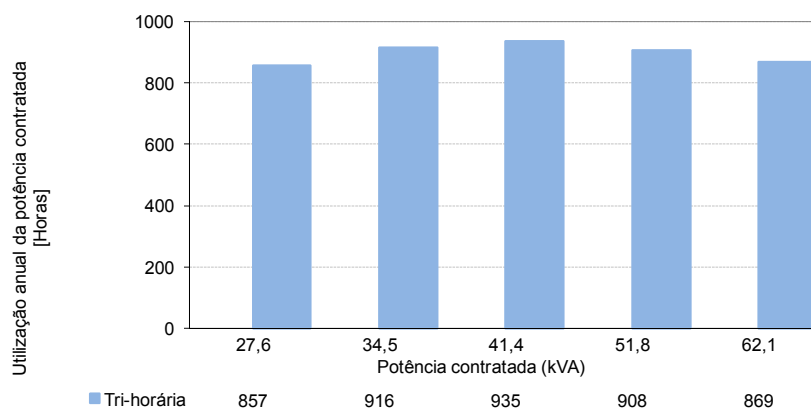
Na Figura 9-13 e na Figura 9-14 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

Verifica-se que, nas opções Simples e Bi-horária das tarifas de  $BTN \leq 20,7$  kVA, os clientes do escalão 1,15 kVA e 3,45 kVA são, respectivamente, os que apresentam a maior utilização da potência contratada.

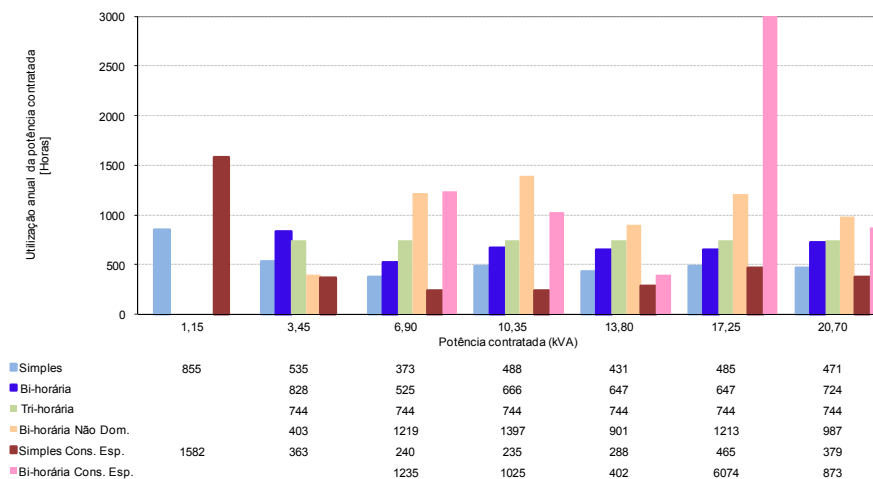
Para a opção tarifária Tri-horária assumiu-se um valor médio para a utilização da potência contratada, calculado a partir do valor total de energia desta opção tarifária. Os dados reais relativos à procura nesta opção tarifária originam valores atípicos para a utilização da potência contratada, pelo que se considerou o pressuposto descrito, sem contudo alterar a energia total associada a esta opção tarifária.

Quanto à tarifa Tri-horária de  $BTN > 20,7$  kVA, as maiores utilizações da potência contratada verificam-se no escalão de 41,4 kVA.

**Figura 9-13 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção potência  $BTN (>20,7$  kVA), na RAM**



**Figura 9-14 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária  
BTN ( $\leq 20,7$  kVA), BTN ( $\leq 20,7$  kVA) Não Domésticos e BTN ( $\leq 20,7$  kVA) Consumidores especiais, na  
RAM**







## 10 PERFIS DE CONSUMO

Em determinadas opções tarifárias de BT, nomeadamente em BTE e BTN, e em resultado do tipo de contadores aplicáveis a cada caso, as quantidades entregues a todos os clientes, seja do comercializador de último recurso ou clientes no mercado liberalizado, não se encontram discriminadas com o nível de informação 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 do consumidor padrão em dado nível de tensão e opção tarifária.

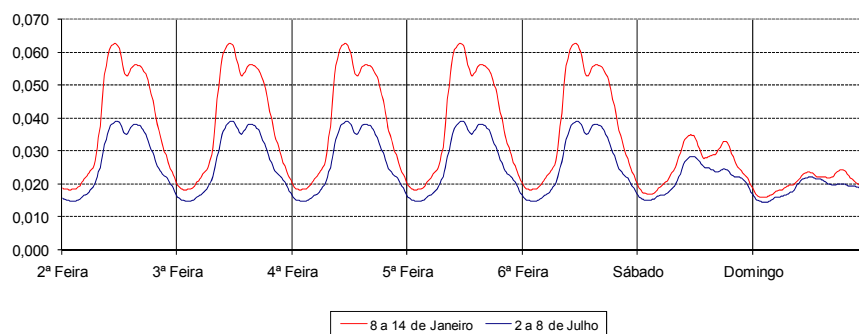
Para tal partiu-se dos trabalhos “Caracterização de consumidores e redes, Actualização dos perfis BTN para 2007” e “Definição de perfis iniciais e finais para consumidores BTE, Versão 2007” efectuados pelo INESC Porto e pelo INESC Coimbra. Estes estudos foram apresentados pela EDP Distribuição para suportar a proposta de perfis de consumo tipo aplicáveis a consumidores no Mercado Livre e do Comercializador de Último Recurso. Com base nestes trabalhos obteve-se um perfil referente à BTE, um outro perfil aplicável à IP e três perfis para os consumos em BTN, apresentando estes últimos a seguinte distribuição segundo o Quadro 10-1.

**Quadro 10-1 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN**

	Potência Contratada (KVA)	Energia (kWh)
Classe A	> 13,8	qualquer
Classe B	≤ 13,8	> 7140
Classe C	≤ 13,8	≤ 7140

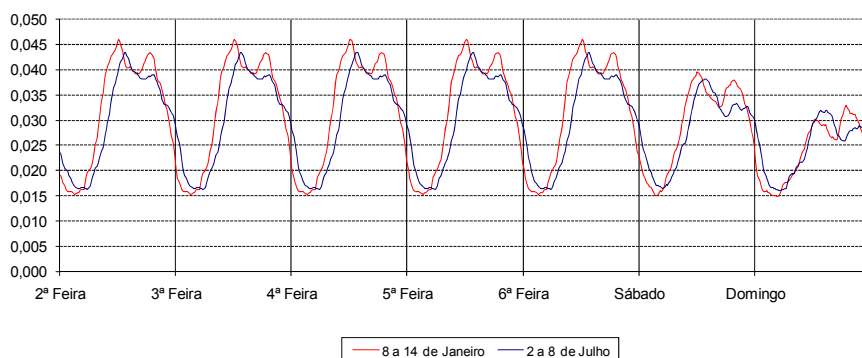
A Figura 10-1 apresenta duas semanas, considerando o período húmido e seco, do perfil para BTE. Os valores das ordenadas são valores normalizados, obtidos segundo a metodologia descrita nos referidos trabalhos de caracterização do consumo, elaborados pelo INESC Porto e INESC Coimbra.

**Figura 10-1 - Perfil de consumo para BTE em 2007**

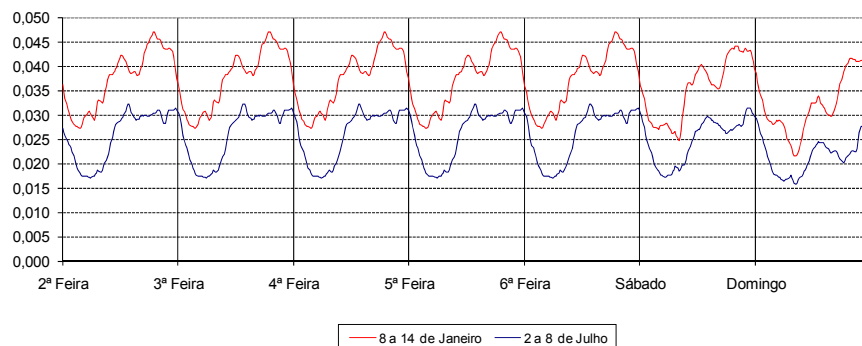


De modo análogo ao efectuado para BTE apresenta-se a Figura 10-2, Figura 10-3 e Figura 10-4 para BTN. Analisando estas figuras é possível observar as diferenças no comportamento do consumo, entre o período húmido e seco, consoante se trata dum consumo profissional (maioritariamente BTN Classe A) ou residencial (principalmente BTN Classe C).

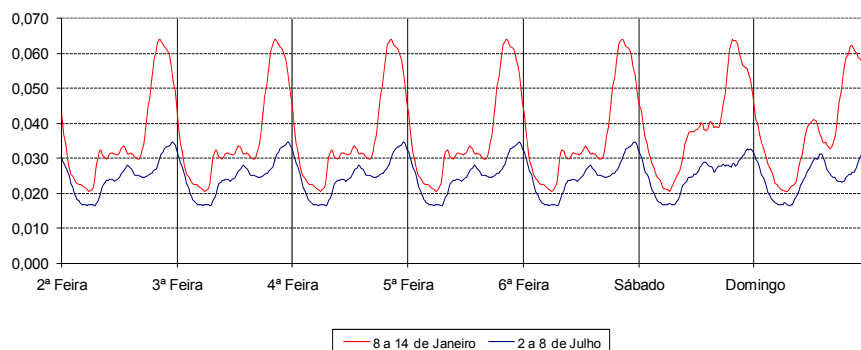
**Figura 10-2 - Perfil de consumo para BTN Classe A em 2007**



**Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2007**

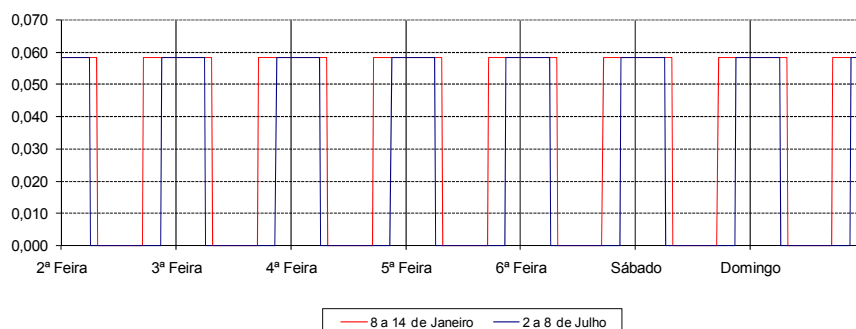


**Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2007**



A Figura 10-5 ilustra o perfil para IP, sendo particularmente notória a diferença de número de horas de luz natural entre o período húmido e seco.

**Figura 10-5 - Perfil de consumo para IP em 2007**



Em seguida apresentam-se os diagramas de carga considerados para a tipificação dos consumos para cada opção tarifária.

## 10.1 DIAGRAMA DE CARGA EM BTE

A partir do perfil de consumo para a BTE (tarifa tetra-horária), obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades para o ano de 2011, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas para o ano de 2009, e considerando um ciclo semanal sem feriados obteve-se a estrutura de consumos apresentada no Quadro 10-2. Esta estrutura de quantidades é utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

**Quadro 10-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTE**

BTE	Ponta	Cheias	Vazio	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	63%	52%	52%	52%	52%
Período II, III	37%	48%	48%	48%	48%

**10.2 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN TRI-HORÁRIA (>20,7 kVA)**

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária tem por base um perfil de consumo ponderado de 100 % do perfil BTN Classe A, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades no ano de 2011, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas para o ano de 2009, e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-3 e no Quadro 10-4 apresenta-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de quantidades são utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

**Quadro 10-3 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA)**

BTN 3H (>20,7 kVA)	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	35%	14%
Período II, III	37%	14%

**Quadro 10-4 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA)**

BTN 3H (>20,7 kVA)	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	64%	48%	49%
Período II, III	36%	52%	51%

**10.3 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN TRI-HORÁRIA ( $\leq$  20,7 kVA)**

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária ( $\leq$  20,7 kVA) tem por base um perfil de consumo ponderado em 29% BTN Classe A, 28% BTN Classe B e 44% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos e nas quantidades previstas para o ano de 2011, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas no ano de 2009 e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-5 e no Quadro 10-6 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de quantidades são utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

**Quadro 10-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ( $\leq 20,7$  kVA)**

BTN 3H ( $\leq 20,7$ kVA)	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	38%	16%
Período II, III	33%	13%

**Quadro 10-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ( $\leq 20,7$  kVA)**

BTN 3H ( $\leq 20,7$ kVA)	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	69%	52%	54%
Período II, III	31%	48%	46%

#### 10.4 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN BI-HORÁRIA

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Bi-horária tem por base um perfil de consumo ponderado de 29% BTN Classe A, 28% BTN Classe B e 44% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos anteriormente e nas quantidades para o ano de 2011, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas no ano de 2009 e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-7, no Quadro 10-8 e no Quadro 10-9 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de consumos foram utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

**Quadro 10-7 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária**

BTN 2H	Ponta	Cheias
Período I, IV	15%	41%
Período II, III	7%	37%

**Quadro 10-8 - 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	33%	13%

**Quadro 10-9 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária**

BTN 2H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	69%	52%	54%
Período II, III	31%	48%	46%

**10.5 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN SIMPLES**

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Simples ( $\leq 20,7$  kVA) tem por base um perfil de consumo ponderado de 12 % BTN Classe A e 88 % BTN Classe C, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades no ano de 2011, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas no ano de 2009, e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-10 apresenta-se a estrutura de consumos obtida. Esta estrutura de consumos foi utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

**Quadro 10-10 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respectivo período sazonal em BTN Simples**

BTN Simples	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	10%	26%	16%	6%
Período II, III	4%	22%	13%	5%

**10.6 DIAGRAMA DE CARGA EM IP**

O diagrama de carga da opção tarifária em IP tem por base o perfil de consumo da IP, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades para o ano de 2011, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas no ano de 2009, e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-11 apresenta-se a estrutura de consumos obtida. Esta estrutura de consumo foi utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

**Quadro 10-11 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respectivo período sazonal em IP**

IP	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	6%	16%	18%	17%
Período II, III	0%	11%	14%	17%

## **11 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES**

Nos termos do n.º 7 do artigo 28.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), na redacção que lhe foi dada pelo Despacho n.º 17744-A/2007 (2º Suplemento) de 10 de Agosto de 2007, os operadores das redes devem apresentar à ERSE propostas de valores para os factores de ajustamento para perdas, por período tarifário, relativos às suas redes, até ao dia 15 de Junho de cada ano, devidamente justificadas.

### **11.1 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL**

Relativamente ao ano de 2011, não foram recebidas pela ERSE quaisquer propostas de alteração dos valores dos factores de ajustamento para perdas por parte dos operadores das redes de transporte e distribuição de Portugal continental.

Os valores actualmente em vigor resultam da proposta elaborada pelos operadores em 2008, uma vez que em 2009 não se verificaram grandes alterações ao nível do valor global de perdas nas redes que tivessem impacto ou provocassem alterações relevantes nas tarifas.

Importa sublinhar que sendo desejável a manutenção da estabilidade tarifária e dos respectivos parâmetros onde se incluem os factores de ajustamento para perdas, é importante que sejam efectuados estudos de acompanhamento dos mesmos nas diferentes redes, não sendo, contudo, necessária uma actualização dos mesmos em base anual. Face a esta necessidade de estabilidade tarifária, e na ausência de novas alterações relevantes ao nível das perdas na rede, a ERSE decide manter inalterados para 2011 os factores de ajustamento para perdas nas redes transporte e distribuição de Portugal continental, em vigor durante 2010.

O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário. Refira-se que serão ainda publicados para 2011 perfis de perdas com discriminação de 15 minutos para aplicação às quantidades de energia das carteiras dos comercializadores. Estes perfis serão consonantes com os factores de ajustamento para perdas agora determinados.

**Quadro 11-1 - Factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental**

	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
$\gamma_{MAT}^h$	1,14	1,09	1,22	1,38
$\gamma_{AT/RNT}^h$	1,44	1,39	1,52	1,68
$\gamma_{AT}^h$	1,55	1,37	1,07	0,95
$\gamma_{MT}^h$	4,77	4,18	3,19	2,78
$\gamma_{BT}^h$	7,32	6,52	5,61	3,40

## 11.2 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A Empresa Electricidade dos Açores (EDA) enviou à ERSE uma proposta de actualização dos valores para os factores de ajustamento para perdas nas suas redes de transporte e distribuição para 2011.

Segundo a empresa vem referindo ao longo do tempo, a diversidade de valores entre ilhas para as redes de MT e AT resulta de diferentes composições, estruturas topológicas em exploração, extensão das redes e regimes de carga, bem como do peso da componente eólica e respectiva localização geográfica face aos centros de consumo na contribuição para o nível de perdas verificado.

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 factores de ajustamento para perdas não se traduz em qualquer alteração a nível de valor final das tarifas, nem tem impactes de qualquer espécie nos consumidores da região autónoma.

À semelhança das redes de Portugal continental, importa sublinhar a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respectivos parâmetros onde se incluem os factores de ajustamento para perdas, sublinhando contudo a necessidade de se levarem a cabo estudos de acompanhamento dos mesmos nas diferentes redes, não sendo, contudo, necessária uma actualização dos mesmos em base anual.

Deste modo, a ERSE não efectua qualquer alteração aos valores em vigor nas redes da Região Autónoma dos Açores em AT e MT. O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.



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

**Quadro 11-2 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores**

Ilha	Factor	Períodos horários (h)		
		Ponta	Cheias	Vazio
S. Maria	$\gamma_{MT}^h$	3,03	3,01	2,70
S. Miguel	$\gamma_{AT}^h$	0,25	0,25	0,27
	$\gamma_{MT}^h$	1,68	1,64	1,46
Terceira	$\gamma_{MT}^h$	3,47	3,34	2,57
Graciosa	$\gamma_{MT}^h$	0,37	0,36	0,33
S. Jorge	$\gamma_{MT}^h$	2,73	2,68	2,19
Pico	$\gamma_{MT}^h$	4,47	4,41	3,88
Faial	$\gamma_{MT}^h$	2,11	2,09	1,56
Flores	$\gamma_{MT}^h$	1,67	1,67	1,60
Corvo	$\gamma_{MT}^h$	1,50	1,55	1,86

### 11.3 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) enviou à ERSE a proposta de valores para os factores de ajustamento para perdas nas suas redes para 2011, resultado de um estudo efectuado pela empresa para as ilhas da Madeira e de Porto Santo.

No geral, a empresa refere um ligeiro aumento verificado nas perdas de energia activa pelo surgimento de cargas importantes em redes rurais extensas em especial nas redes de 6kV, mesmo tendo em conta

a entrada em serviço de novos equipamentos. Neste aspecto a ilha de Porto Santo registou uma diminuição do valor global de perdas associado à entrada em serviço de uma nova subestação.

Segundo a empresa registou-se uma ligeira diminuição do nível de perdas na rede de 60kV relacionado com a crescente injeção de produção local, nomeadamente eólica, sucedendo o inverso na rede de 30kV associado ao regime de hidraulicidade (húmido) que contribuiu para o aumento do nível de perdas devido à localização dos aproveitamentos.

Tal como referido para a Região Autónoma dos Açores, uma vez que o mercado liberalizado na Região Autónoma da Madeira não se traduz em consumidores no mercado, a alteração dos valores dos factores de ajustamento para perdas agora propostos não se reflecte no valor das tarifas a vigorar em 2011.

Do mesmo modo, também na Região Autónoma da Madeira é importante a manutenção da estabilidade tarifária e dos respectivos parâmetros onde se incluem os factores de ajustamento para perdas, sendo desejável que sejam efectuados estudos de acompanhamento dos mesmos nas diferentes redes, não sendo, contudo, necessária uma actualização dos mesmos em base anual.

Deste modo, a ERSE não efectua qualquer alteração aos valores em vigor nas redes da Região Autónoma da Madeira em AT e MT. O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

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

**Quadro 11-3 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira**

Ilha	Factor	Períodos horários (h)		
		Ponta	Cheias	Vazio
Madeira	$\gamma_{AT}^h$	0,73	0,70	0,60
	$\gamma_{MT}^h$	2,84	2,69	2,16
Porto Santo	$\gamma_{MT}^h$	2,41	2,30	2,15

## 12 PERÍODOS HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia eléctrica a clientes finais previstos nos Artigos 26.º e 33.º do Regulamento Tarifário são diferenciados da forma que se indica no quadro seguinte.

No Continente, os clientes em MAT, AT e MT podem optar entre dois períodos horários em ciclo semanal. Os clientes em AT, MT e BTE nas Regiões Autónomas podem de igual modo optar entre dois períodos horários em ciclo diário.

**Quadro 12-1 - Períodos horários para as tarifas de energia eléctrica em 2010**

### PORTUGAL CONTINENTAL

Ciclo semanal para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

<b>Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
<b>De segunda-feira a sexta-feira</b>		<b>De segunda-feira a sexta-feira</b>	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
<b>Sábado</b>		<b>Sábado</b>	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
<b>Domingo</b>		<b>Domingo</b>	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Ciclo semanal opcional para os clientes em MAT, AT e MT:

<b>Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
<b>Sábado</b>		<b>Sábado</b>	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
<b>Domingo</b>		<b>Domingo</b>	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Ciclo diário para os clientes em BTN e BTE:

<b>Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Ciclo diário transitório para os clientes em MAT, AT e MT:

<b>Ciclo diário transitório para MAT, AT e MT em Portugal Continental</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
Ponta:	09.30/11.30 h 19.00/21.00 h	Ponta:	10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/23.00 h
Vazio normal:	22.00/02.00 h 06.00/08.00 h	Vazio normal:	23.00/02.00 h 06.00/09.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

### REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Ciclo diário para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

<b>Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
Ponta:	09.30/11.00 h 17.30/20.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.00/17.30 h 20.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

Ciclo diário opcional para os clientes em MT e BTE:

<b>Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
Ponta:	17.00/21.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/17.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

**REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

Ciclo diário para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

<b>Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
Ponta:	10.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/10.30 h 12.00/18.30 h 21.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

Ciclo diário opcional para os clientes em AT, MT e BTE:

<b>Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
Ponta:	18.00/22.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/18.00 h 22.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

Para os clientes em MAT, AT e MT com ciclo semanal, consideram-se os feriados nacionais como domingos.