

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA  
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2012**

dezembro 2011

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>3</b>
2.1	Balanço de energia elétrica para o Continente .....	3
2.2	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma dos Açores.....	14
2.3	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma da Madeira.....	14
2.4	Consumos e número de consumidores de energia elétrica 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	Fatores de simultaneidade nas redes .....	21
4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	22
4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	23
4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	25
<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 .....	37
6.2.2	Alta Tensão .....	38
6.2.3	Média Tensão.....	40
6.2.4	Baixa Tensão Especial.....	41
6.2.5	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	42
6.2.6	Baixa Tensão Normal (≤20,7 kVA).....	43
6.3	Caracterização da potência contratada em Baixa Tensão Normal.....	44
<b>7</b>	<b>PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO.....</b>	<b>49</b>
7.1	Quantidades consideradas 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.....	55
7.2.5	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	56
7.2.6	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA).....	58
<b>8</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES .....</b>	<b>61</b>
8.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	62
8.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	64
8.2.1	Média Tensão.....	64
8.2.2	Baixa Tensão Especial.....	65
8.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	66
8.2.4	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA).....	67
8.3	Caracterização da potência contratada da RAA em Baixa Tensão Normal .....	68
<b>9</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA .....</b>	<b>73</b>
9.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	74
9.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	76
9.2.1	Média Tensão.....	76
9.2.2	Baixa Tensão Especial.....	77
9.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	79
9.2.4	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA).....	79
9.3	Caracterização da potência contratada da RAM em Baixa Tensão Normal.....	80
<b>10</b>	<b>PERFIS DE CONSUMO .....</b>	<b>85</b>
10.1	Diagrama de Carga em BTE.....	87
10.2	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (>20,7 kVA).....	88
10.3	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária ( $\leq$ 20,7 kVA).....	88
10.4	Diagrama de Carga em BTN Bi-horária.....	89
10.5	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	90
10.6	Diagrama de Carga em IP .....	90
<b>11</b>	<b>FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES .....</b>	<b>93</b>
11.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes .....	93
11.1.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental .....	93
11.1.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores .....	94
11.1.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira .....	95
<b>12</b>	<b>PERÍODOS HORÁRIOS .....</b>	<b>97</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Estrutura de consumos por mercado e nível de tensão.....	5
Figura 2-2 - Número acumulado de clientes no mercado livre .....	10
Figura 2-3 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado.....	11
Figura 2-4 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão .....	12
Figura 2-5 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2011 e 2012 .....	13
Figura 2-6 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2011 e 2012.....	13
Figura 3-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da UGS em 2012 .....	17
Figura 3-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2011.....	19
Figura 3-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT .....	20
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de UGS em 2012 .....	23
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2012.....	24
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT .....	25
Figura 4-4 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URD em 2012 .....	27
Figura 4-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD .....	27
Figura 5-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de energia em 2012 .....	29
Figura 6-1 - Diagrama de carga dos clientes de MAT, discriminado por posto horário.....	37
Figura 6-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta em MAT .....	38
Figura 6-3 - Diagrama de carga dos clientes de AT, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	39
Figura 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em AT .....	39
Figura 6-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	40
Figura 6-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT.....	41
Figura 6-7 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	42
Figura 6-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE.....	42
Figura 6-9 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	43
Figura 6-10 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	44
Figura 6-11 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA) .....	45
Figura 6-12 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA).....	45
Figura 6-13 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA) .....	46
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) .....	47

Figura 6-16 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN $\leq$ 20,7 kVA).....	47
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário.....	52
Figura 7-2 - Potências médias anuais, 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 período tarifário.....	53
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 período tarifário.....	54
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 período tarifário.....	55
Figura 7-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	56
Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período tarifário.....	56
Figura 7-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA).....	57
Figura 7-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA).....	57
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA).....	58
Figura 7-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária.....	58
Figura 7-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA).....	59
Figura 7-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN<20,7 kVA).....	59
Figura 7-16 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN<20,7 kVA).....	60
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário.....	64
Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa Tetra-horária em MT.....	65
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário.....	66
Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE.....	66
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	67
Figura 8-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA.....	68

Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA), na RAA .....	69
Figura 8-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA), na RAA .....	69
Figura 8-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAA .....	70
Figura 8-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (≤20,7 kVA), na RAA .....	70
Figura 8-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (>20,7 kVA), na RAM .....	71
Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (≤20,7 kVA), na RAM .....	72
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM .....	77
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT, na RAM .....	77
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM .....	78
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE, na RAM .....	78
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário, na RAM .....	79
Figura 9-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM .....	80
Figura 9-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM .....	81
Figura 9-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (≤20,7 kVA), na RAM .....	81
Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM .....	82
Figura 9-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (≤20,7 kVA), na RAM .....	82
Figura 9-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (>20,7 kVA), na RAM .....	83
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (≤20,7 kVA), na RAM .....	83
Figura 10-1 - Perfil de consumo para BTE em 2007 .....	86
Figura 10-2 - Perfil de consumo para BTN Classe A em 2007 .....	86
Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2007 .....	86
Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2007 .....	87
Figura 10-5 - Perfil de consumo para IP em 2007 .....	87

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas .....	3
Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores no período 2009 a 2012 .....	4
Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica no período 2009 a 2012 .....	4
Quadro 2-4 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2008 a 2012 .....	7
Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental para 2009 a 2012 .....	8
Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura .....	8
Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA .....	14
Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM .....	15
Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica 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 de $URT_{MAT}$ do ORT .....	18
Quadro 3-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{AT}$ do ORT .....	18
Quadro 3-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do ORT .....	19
Quadro 4-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição .....	21
Quadro 4-2 - Coeficientes de simultaneidade de uso de redes para 2012 .....	22
Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema .....	22
Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{MAT}$ .....	23
Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{AT}$ .....	24
Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{AT}$ .....	26
Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{MT}$ .....	26
Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{BT}$ .....	26
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 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE e das tarifas de venda a clientes finais 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).....	35
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 .....	36
Quadro 6-11 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BT Iluminação Pública.....	36
Quadro 7-1 - Resumo das quantidades previstas para os 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 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	61
Quadro 8-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em MT .....	62
Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTE .....	62
Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (>20,7 kVA) Tri-horária .....	62
Quadro 8-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) .....	63
Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ( $\leq 2,3$ kVA) .....	63
Quadro 8-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BT Iluminação Pública .....	63
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	73
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT.....	74
Quadro 9-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE.....	74

Quadro 9-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN (>20,7 kVA) Tri-horária.....	75
Quadro 9-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ( $\leq$ 20,7 kVA e >2,3 kVA).....	75
Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ( $\leq$ 2,3 kVA) .....	76
Quadro 9-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BT Iluminação Pública.....	76
Quadro 10-1 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN .....	85
Quadro 10-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTE .....	88
Quadro 10-3 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA).....	88
Quadro 10-4 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA) .....	88
Quadro 10-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ( $\leq$ 20,7 kVA).....	89
Quadro 10-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ( $\leq$ 20,7 kVA).....	89
Quadro 10-7 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária .....	89
Quadro 10-8 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária.....	90
Quadro 10-9 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária.....	90
Quadro 10-10 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples .....	90
Quadro 10-11 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em IP .....	91
Quadro 11-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	94
Quadro 11-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	95
Quadro 11-3 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira.....	96
Quadro 12-1 - Períodos horários para as tarifas de energia elétrica em 2012.....	97

## 1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das seguintes tarifas: tarifas por atividade do operador da rede de transporte, tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição (que determinam as tarifas de acesso às redes), tarifas por atividade do comercializador de último recurso, tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE, tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN de Portugal Continental, e tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), para vigorar em 2012. 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 atividade 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 elétrica, em Portugal Continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.
- No capítulo 3 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade a aplicar pelo operador da rede de transporte.
- No capítulo 4 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.
- No capítulo 5 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade 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 em Portugal Continental.
- 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, respetivamente.
- No capítulo 10 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BT.

- No capítulo 11 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas nas redes de transporte e distribuição (no termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações).
- No capítulo 12 apresentam-se os períodos tarifários de entrega de energia elétrica correspondentes a cada ciclo de contagem.

## 2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo justificam-se os pressupostos considerados pela ERSE para o balanço de energia elétrica, quer em Portugal Continental, quer para as Regiões Autónomas, para o cálculo das tarifas de energia elétrica para o ano de 2012. As quantidades globais assumidas têm como base a informação das previsões enviadas pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão e às quotas de mercado, bem como a análise realizada pela ERSE aos dados mais recentes do consumo de energia elétrica e aos indicadores sociais e económicos com impacto no nível da procura de energia elétrica.

### 2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONTINENTE

#### SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS PREVISTOS PARA OS ANOS 2011 E 2012

Na presente secção justifica-se a evolução das variáveis físicas que afetam a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para 2012, no Quadro 2-1 apresenta-se a variação das quantidades consideradas em tarifas 2012 face aos valores do anterior, sendo visível um acentuado decréscimo.

**Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas**

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Δ%
<b>CUR + ML</b>	<b>49 009</b>	<b>47 583</b>	<b>-2,9%</b>
MAT	1 659	1 801	8,6%
AT	6 271	6 662	6,2%
MT	14 996	14 161	-5,6%
BTE	3 859	3 623	-6,1%
BTN	20 617	19 730	-4,3%
IP	1 607	1 606	0,0%

Os valores previstos para 2011 e 2012 do número de consumidores e respetivos consumos são sintetizados no Quadro 2-2 e no Quadro 2-3, respetivamente.

**Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores no período 2009 a 2012**

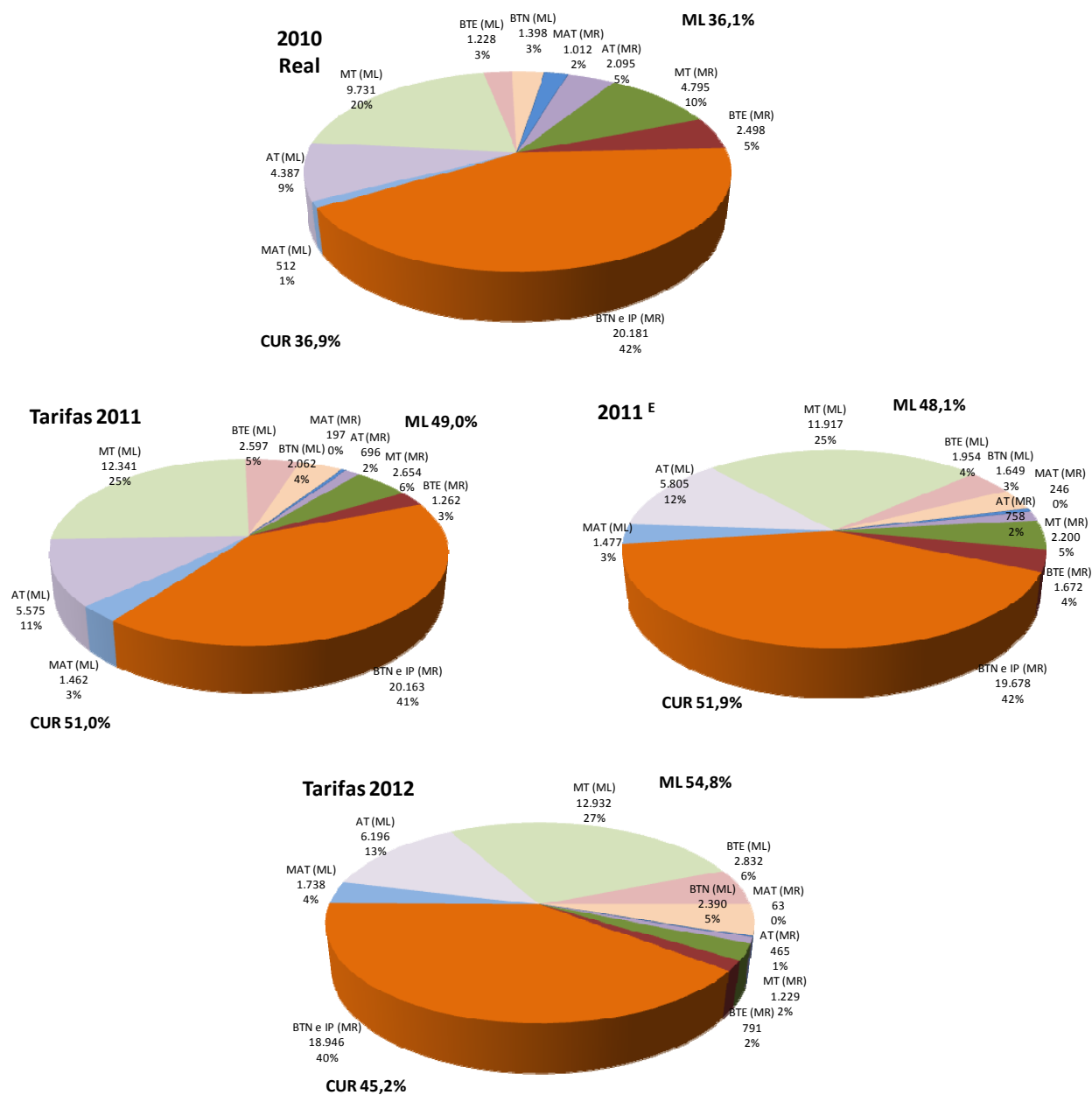
Número médio de consumidores									
	2009 Real [1]	2010 Real [1]	Δ%	Tarifas 2011	2011€	Δ 2011/ Tarifas 2011	2011 <sup>E</sup> / 2010 real	Tarifas 2012	Δ%
<b>N. de consumidores no CUR</b>	<b>5 866 614</b>	<b>5 817 240</b>	<b>-0,8%</b>	<b>5 639 300</b>	<b>5 780 638</b>	<b>2,5%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>5 485 105</b>	<b>-5,1%</b>
MAT	40	24	-40,0%	7	11	54,4%	-56,3%	7	-31,5%
AT	214	185	-13,6%	29	89	208,1%	-52,2%	57	-35,1%
MT	20 297	15 242	-24,9%	4 236	9 352	120,8%	-38,6%	4 669	-50,1%
BTE	30 208	26 115	-13,5%	11 513	17 967	56,1%	-31,2%	9 428	-47,5%
BTN	5 766 075	5 724 468	-0,7%	5 572 132	5 700 586	2,3%	-0,4%	5 417 341	-5,0%
IP	49 780	51 206	2,9%	51 384	52 634	2,4%	2,8%	53 603	1,8%
<b>N. de consumidores no ML</b>	<b>237 381</b>	<b>317 187</b>	<b>33,6%</b>	<b>662 795</b>	<b>368 500</b>	<b>-44,4%</b>	<b>16,2%</b>	<b>671 706</b>	<b>82,3%</b>
MAT	15	33	122,9%	50	47	-7,6%	0,0%	50	8,2%
AT	35	78	222,9%	230	175	-23,8%	0,3%	210	19,7%
MT	2 732	7 976	191,9%	19 695	14 018	-28,8%	75,8%	18 851	34,5%
BTE	2 736	7 370	169,4%	23 694	15 844	-33,1%	115,0%	24 595	55,2%
BTN	231 863	301 730	30,1%	619 126	338 416	-45,3%	12,2%	628 000	85,6%
<b>N. de consumidores total</b>	<b>6 103 995</b>	<b>6 134 427</b>	<b>0,5%</b>	<b>6 302 095</b>	<b>6 149 138</b>	<b>-2,4%</b>	<b>0,2%</b>	<b>6 156 811</b>	<b>0,1%</b>
MAT	55	57	3,6%	57	57	-0,3%	0,0%	58	0,9%
AT	249	263	5,6%	259	264	2,0%	0,3%	267	1,3%
MT	23 029	23 218	0,8%	23 930	23 371	-2,3%	0,7%	23 519	0,6%
BTE	32 944	33 485	1,6%	35 207	33 811	-4,0%	1,0%	34 022	0,6%
BTN	5 997 938	6 026 198	0,5%	6 191 258	6 039 001	-2,5%	0,2%	6 045 341	0,1%
IP	49 780	51 206	2,9%	51 384	52 634	2,4%	2,8%	53 603	1,8%
<b>Peso do Mercado Livre</b>	<b>3,9%</b>	<b>5,2%</b>		<b>10,5%</b>	<b>6,0%</b>			<b>10,9%</b>	
MAT	27,3%	57,9%		88,1%	81,6%			87,5%	
AT	14,1%	29,7%		88,9%	66,5%			78,5%	
MT	11,9%	34,4%		82,3%	60,0%			80,2%	
BTE	8,3%	22,0%		67,3%	46,9%			72,3%	
BTN	3,8%	5,0%		9,9%	5,6%			10,3%	

Nota: [1] N.º de clientes implícito na faturação mensal

**Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica no período 2009 a 2012**

Fornecimentos de energia elétrica (GWh)									
	2009 Real	2010 Real	Δ%	Tarifas 2011	2011€	Δ 2011/ Tarifas 2011	2011 <sup>E</sup> / 2010 real	Tarifas 2012	Δ%
<b>Fornecimentos CUR</b>	<b>37 626</b>	<b>30 581</b>	<b>-18,7%</b>	<b>24 972</b>	<b>24 554</b>	<b>-1,7%</b>	<b>-19,7%</b>	<b>21 495</b>	<b>-12,5%</b>
MAT	1 330	1 012	-23,9%	197	246	24,6%	-75,7%	63	-74,3%
AT	3 723	2 095	-43,7%	696	758	8,9%	-63,8%	465	-38,6%
MT	9 128	4 795	-47,5%	2 654	2 200	-17,1%	-54,1%	1 229	-44,1%
BTE	3 163	2 498	-21,0%	1 262	1 672	32,5%	-33,1%	791	-52,7%
BTN	18 740	18 653	-0,5%	18 556	18 081	-2,6%	-3,1%	17 340	-4,1%
IP	1 542	1 528	-0,9%	1 607	1 597	-0,6%	4,5%	1 606	0,6%
<b>Fornecimentos ML</b>	<b>8 520</b>	<b>17 255</b>	<b>102,5%</b>	<b>24 037</b>	<b>22 801</b>	<b>-5,1%</b>	<b>32,1%</b>	<b>26 089</b>	<b>14,4%</b>
MAT	208	512	149,5%	1 462	1 477	1,1%	0,1%	1 738	18,2%
AT	2 089	4 387	110,0%	5 575	5 805	4,1%	0,4%	6 196	6,7%
MT	4 770	9 731	104,0%	12 341	11 917	-3,4%	22,5%	12 932	8,5%
BTE	413	1 228	197,1%	2 597	1 954	-24,8%	59,1%	2 832	44,9%
BTN	1 040	1 398	34,4%	2 062	1 649	-20,0%	17,9%	2 390	45,0%
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>46 146</b>	<b>47 836</b>	<b>3,7%</b>	<b>49 009</b>	<b>47 355</b>	<b>-3,4%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>47 583</b>	<b>0,5%</b>
MAT	1 538	1 524	-0,9%	1 659	1 723	3,9%	13,1%	1 801	4,5%
AT	5 812	6 482	11,5%	6 271	6 563	4,6%	1,3%	6 662	1,5%
MT	13 898	14 526	4,5%	14 996	14 117	-5,9%	-2,8%	14 161	0,3%
BTE	3 576	3 726	4,2%	3 859	3 626	-6,0%	-2,7%	3 623	-0,1%
BTN	19 780	20 051	1,4%	20 617	19 730	-4,3%	-1,6%	19 730	0,0%
IP	1 542	1 528	-0,9%	1 607	1 597	-0,6%	4,5%	1 606	0,6%
<b>Peso do Mercado Livre (média do ano)</b>	<b>18,5%</b>	<b>36,1%</b>		<b>49,0%</b>	<b>48,1%</b>			<b>54,8%</b>	
MAT	13,5%	33,6%		88,1%	85,7%			96,5%	
AT	35,9%	67,7%		88,9%	88,4%			93,0%	
MT	34,3%	67,0%		82,3%	84,4%			91,3%	
BTE	11,6%	33,0%		67,3%	53,9%			78,2%	
BTN	4,9%	6,5%		9,3%	7,7%			11,2%	

Figura 2-1 - Estrutura de consumos por mercado e nvel de tenso



**PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS**

Em junho de 2011, a REN, a EDP Distribuio e a EDP Servio Universal enviaram as estimativas de consumo e consumidores para 2011, as previses para o ano de 2012 e para os dois anos seguintes do perodo regulatrio 2012-2014. Verifica-se que estas previses apresentam diferenas pouco significativas ao nvel do consumo referido à emissao. O balço de energia elctrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o clculo das tarifas do ano de 2012, consta nos Quadro 2-4 a Quadro 2-6.

---

Na sequência da análise aos valores enviados pelas empresas e da evolução dos consumos de eletricidade nos três trimestres já decorridos de, a ERSE considerou um balanço de energia elétrica com base nos seguintes pressupostos:

- Previsão de consumos enviada pela EDP Distribuição, em Junho, para o ano de 2011 e de 2012, na qual se estima um decréscimo da energia total distribuída da ordem de 2% entre 2010 e 2012. O cenário adotado pela ERSE é menos pessimista apontando para uma estagnação.
- A estrutura de consumos por nível de tensão adotada é idêntica à proposta pela EDP Distribuição, com os consumos para 2012 a crescerem na ordem de 1% para NT e estagnados na BTN.
- Taxa de perdas da rede de transporte de 1,37% em 2011 e de 1,15% em 2012, de acordo com as previsões da REN.
- Taxas de perdas nas redes de distribuição<sup>1</sup> de 7,80% em 2011 e 2012, de acordo com os valores de referência fixados.
- Consumo referido à emissão de 51 764 GWh para 2012, tendo em conta a taxa de perdas de referência nas redes de distribuição e a taxa de perdas no transporte prevista pela REN.
- Previsão de consumo no mercado livre para 2012 tendo em conta a evolução histórica do mercado livre, a existência de tarifas transitórias reguladas de fornecimentos a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE, que conjuntamente com a alteração do regime de interruptibilidade ocorrida em 2010 e cessação em 2011 dos contratos de interruptibilidade ao abrigo do anterior regime, induzem a passagem de clientes para o mercado livre.
- Para os clientes de BTN, a anunciada extinção das tarifas reguladas para clientes finais com potência contratada igual ou superior a 10,35kW a partir de 2012, originará uma aceleração das saídas para o mercado que se consolidará em 2013 com o alargamento a todos os escalões de potência de BTN.
- Compatibilização do número de consumidores tendo em conta o consumo unitário médio por nível de tensão.

---

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



**CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO**

O valor do consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2012 reflete um decréscimo face ao real de 2010 da ordem de 0,5% ao ano, situação justificada maioritariamente pela conjuntura económica desfavorável e pelo clima de grande incerteza atual. A existência de fatores estruturais, nomeadamente, as medidas de promoção da eficiência no consumo e as medidas legislativas extraordinárias, como o agravamento do IVA, podem acentuar a tendência de diminuição do consumo. Por outro lado, a manutenção do desempenho da indústria nacional, visível principalmente nas exportações, poderá atenuar ou mesmo travar o decréscimo do consumo de energia elétrica.

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

**Quadro 2-4 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2008 a 2012**

	2008 GWh	2009 GWh	2008 / 2009 %	2010 GWh	2009 / 2010 %	2011 GWh	2010 / 2011 %	2012 GWh	2011 / 2012 %	2013 GWh	2012 / 2013 %	2014 GWh	2013 / 2014 %	
<b>Real</b>	50 591	49 869	-1,4%	52 202	4,7%									
<b>Previsões para períodos regulatórios</b>					Período regulatório 2009-2011				Período regulatório 2012-2014					
REN	52 600	4,0%	54 199	3,0%	55 799	3,0%	50 500	-9,5%	51 500	2,0%	52 500	1,9%		
EDP Distribuição [1]	52 513	3,8%	53 911	2,7%	55 425	2,8%	50 117	-9,6%	50 275	0,3%	50 821	1,1%		
<b>Previsões para Tarifas 2012</b>														
EDP Distribuição - Junho 11 [1]									50 800	-2,7%	50 117	-1,3%		
REN - Junho 11									50 800	-2,7%	50 500	-0,6%		
REN - previsões mensais - Outubro 11									50 982	-2,3%	50 687	-0,6%		
ERSE									<b>51 634</b>	<b>-1,1%</b>	<b>51 764</b>	<b>0,3%</b>		

[1] Os valores de energia entrada na rede de distribuição enviados pela EDP Distribuição foram acrescidos da compensação síncrona, dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os valores enviados pela REN.

Do quadro anterior, constata-se que o consumo referido à emissão considerado pela ERSE para 2012 na presente proposta de tarifas, é superior aos valores apresentados pela REN, notando-se contudo uma tendência de subida também nas previsões desta empresa, por comparação dos valores de junho com os de outubro.

**Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental para 2009 a 2012**

Unidade: GWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDP DISTRIBUIÇÃO Junho 2011		ERSE Tarifas 2012		ERSE - Empresa Tarifas 2012	
	2009	2010	2011	2012	2011	2012	2011	2012
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>49 422</b>	<b>51 614</b>	<b>50 092</b>	<b>49 537</b>	<b>50 914</b>	<b>51 154</b>	<b>822</b>	<b>1 617</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 277 7,35%	3 778 8,16%	3 582 8,00%	3 529 7,98%	3 559 7,80%	3 571 7,80%	-23	42
- Consumos Próprios							0	0
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO</b>	<b>46 146</b>	<b>47 836</b>	<b>46 509</b>	<b>46 008</b>	<b>47 355</b>	<b>47 583</b>	<b>846</b>	<b>1 575</b>
(Variação média anual)	-0,7%	3,7%	-2,8%	-1,1%	-1,0%	0,5%		
BT	24 898 (Variação média anual) 3,2%	25 305 1,6%	24 124 -4,7%	23 734 -1,6%	24 952 -1,4%	24 959 0,0%	829	1 225
MT	13 898 (Variação média anual) -2,9%	14 526 4,5%	14 106 -2,9%	13 942 -1,2%	14 117 -2,8%	14 161 0,3%	11	219
AT	5 812 (Variação média anual) -8,6%	6 482 11,5%	6 558 1,2%	6 559 0,0%	6 563 1,3%	6 662 1,5%	5	103
MAT	1 538 (Variação média anual) -7,8%	1 524 -0,9%	1 722 13,0%	1 773 3,0%	1 723 13,1%	1 801 4,5%	1	28

**Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura**

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP Serviço Universal Junho 2011		ERSE Tarifas 2012		ERSE - Empresa Tarifas 2012	
	2009	2010	2011	2012	2011	2012	2011	2012
+ Energia comprada nos mercados organizados	24 860	16 045	7 969	1 592	8 620	4 471	651	2 879
+ CESUR	1 828	0	0	0	0	0	0	0
+ Produção em regime especial	14 386	17 983	18 614	20 021	18 851	19 626	237	-394
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	2 826 7,79%	2 939 9,94%	2 489 10,57%	2 184 11,38%	2 540 10,45%	2 325 10,85%	51	141
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	622 1,7%	507 1,7%	301 1,3%	245 1,3%	376 1,5%	278 1,3%	76	34
<b>Total das aquisições</b>	<b>41 073</b>	<b>34 028</b>	<b>26 583</b>	<b>21 612</b>	<b>27 471</b>	<b>24 098</b>	<b>888</b>	<b>2 485</b>

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

A evolução previsionial do mercado livre não pode deixar de considerar a recente disposição legal de 1 de agosto de 2011 que prevê a extinção das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais para instalações em baixa tensão com potência contratada entre 10,35 kVA e 41,4 kVA, inclusive, a partir de 1 de julho de 2012.

A extinção de tarifas para este conjunto de clientes, constituídos, grosso modo, pelos maiores agregados familiares e a pequenas empresas, abrange mais de 40% dos consumos dos clientes em baixa tensão normal e o número de clientes abrangidos corresponde a cerca de 920 mil, aproximadamente 16% do número total de clientes para os quais ainda existe tarifa regulada.

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

A projeção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o ano de 2012 tem ainda em consideração a seguinte informação:

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

Assim, considerando a evolução histórica do mercado livre, a extinção de tarifas reguladas para clientes BTE e a introdução da disposição legal de extinguir a tarifa regulada de fornecimento para clientes finais com potência contratada superior a 10,35 kVA, a evolução previsionial 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, AT, MT e BTE ainda abastecidos no mercado regulado deverá desenrolar-se até ao final de 2012;
- A passagem de clientes em BTN para mercado livre será relativamente linear ao longo de 2011, sendo expectável um incremento do ritmo de entrada durante 2012, desde logo ditado pela extinção de tarifas reguladas para estes fornecimentos a partir de 1 de Janeiro de 2013.

Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2010, mais de 322 mil clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento de 36% face a 2009. 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 2010 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo médio anual de que excedia os 17 TWh, mais do dobro do valor de consumo médio anual observado em 2009 e o mais elevado da série histórica de consumos anuais no mercado livre.

No final do mês de Agosto de 2011, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 364 141, representando o seu consumo cerca de 48% do consumo total (46% em média acumulada até Agosto).

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 2-2. Por outro lado, a Figura 2-3 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado livre, desde 2002, de forma cumulativa ao consumo no mercado regulado.

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

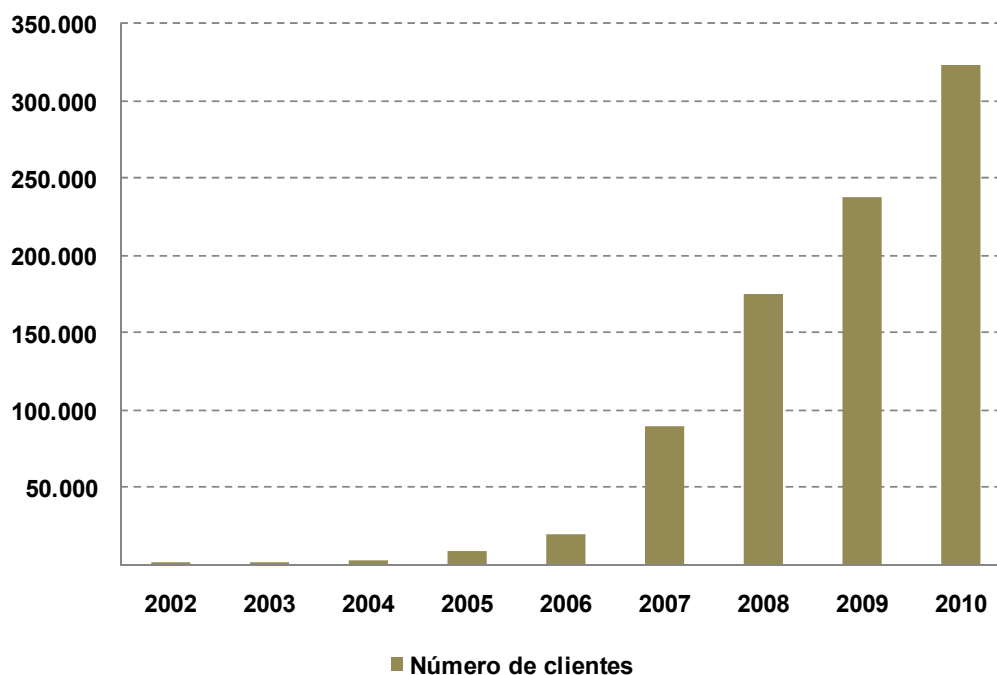
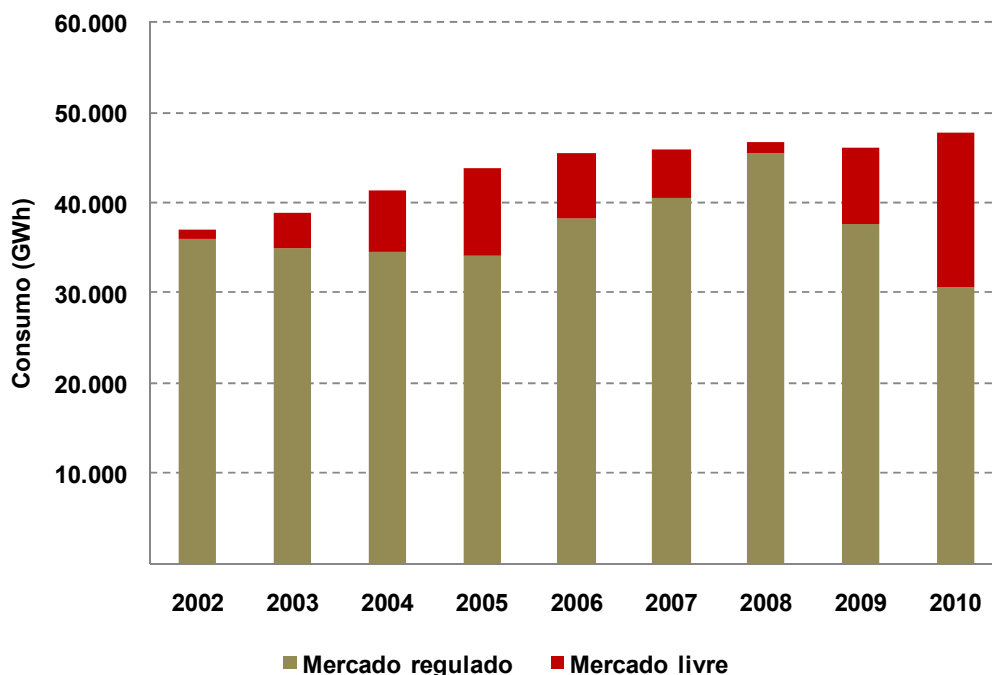


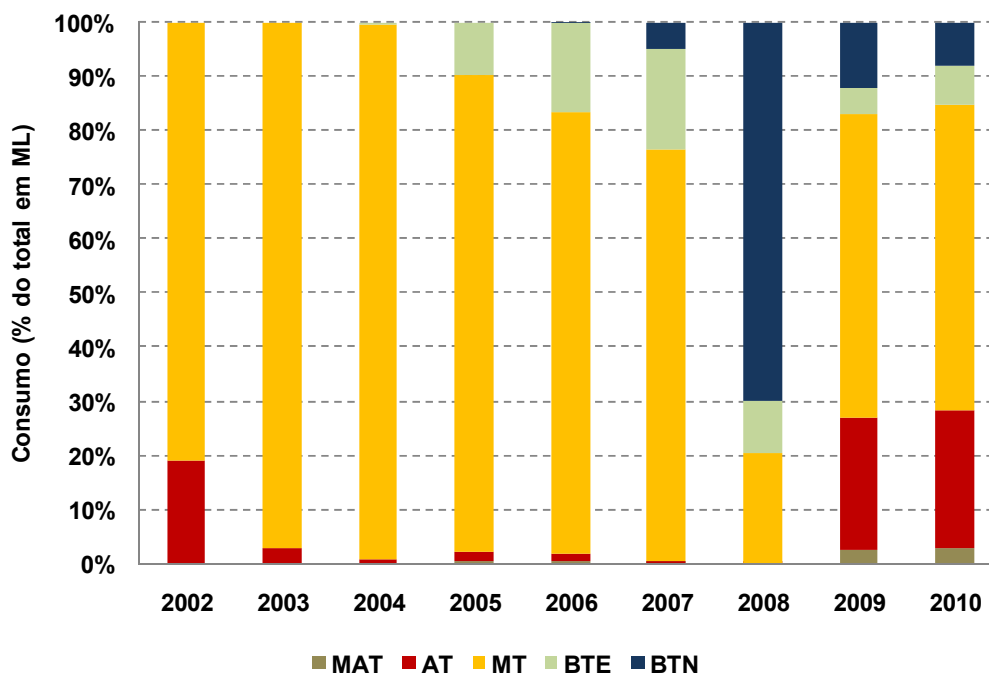
Figura 2-3 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



A evolução do número de clientes em mercado livre é notoriamente influenciado pela extinção das tarifas para clientes em MAT, AT, MT e BTE. Apesar dos clientes em BTN representarem, em número, a esmagadora maioria dos clientes em mercado livre, os restantes clientes mais do que duplicaram neste mercado entre 2009 e 2010.

Por seu lado, a estrutura do consumo atribuído a mercado livre, apresentada na Figura 2-4, demonstra que não houve alterações significativas em 2009 e 2010, com a parte substancial dos consumos a ser atribuível a clientes de AT, MT e BTE. Inclusivamente, todos os consumos de clientes representaram em 2010 um peso relativo máximo desde o início da abertura do mercado elétrico em Portugal. Esta circunstância reforça a solidez do pressuposto de entrada mais rápida em mercado livre de todo o tipo de clientes, em especial daqueles para os quais as tarifas foram extintas.

Figura 2-4 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão



Deste quadro evolutivo, resulta a estimativa de número e consumo de clientes em mercado livre que constam da Figura 2-5 e da Figura 2-6. O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor global de cerca de 370 mil clientes em 2011 e mais de 670 mil em 2012. No que respeita às estimativas de consumo para 2011 e 2012, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 48% e 55% do consumo total. Em 2011, esta evolução resulta fundamentalmente da extinção das tarifas ocorridas a 1 de Janeiro de 2011 para clientes BTE, prevendo-se uma progressiva mas forte redução do consumo em mercado regulado deste segmento de clientes, bem como dos segmentos com consumos superiores que ainda se encontrem em mercado regulado. A acrescer a este aumento da quota global do ML está a extinção da tarifa regulada de fornecimento para clientes finais com potência contratada acima dos 10,35 kVA.

Figura 2-5 - Nmero de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2011 e 2012

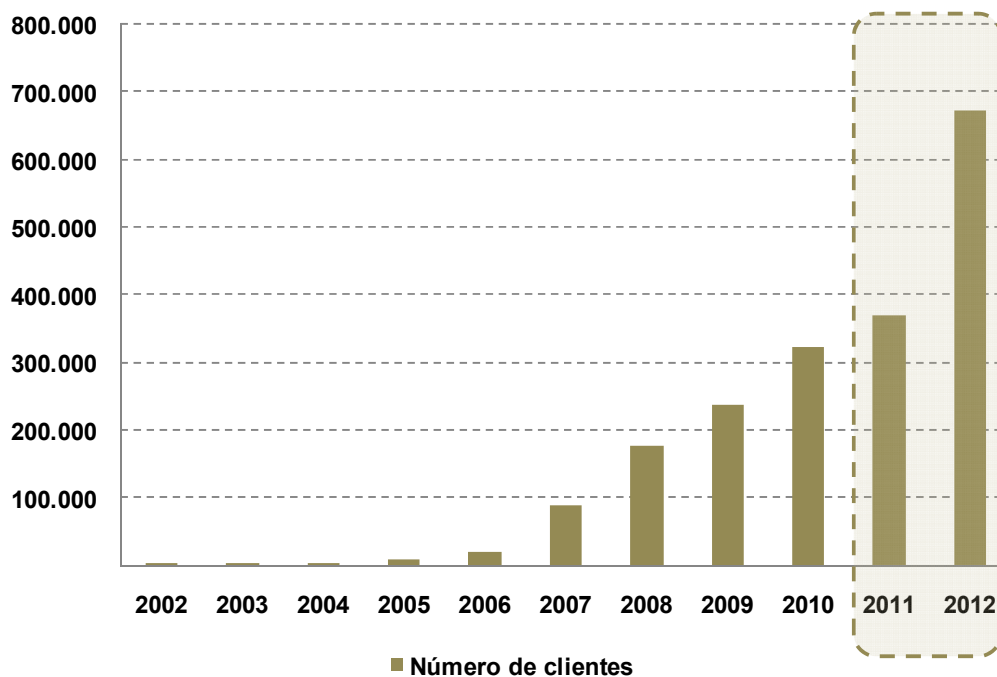
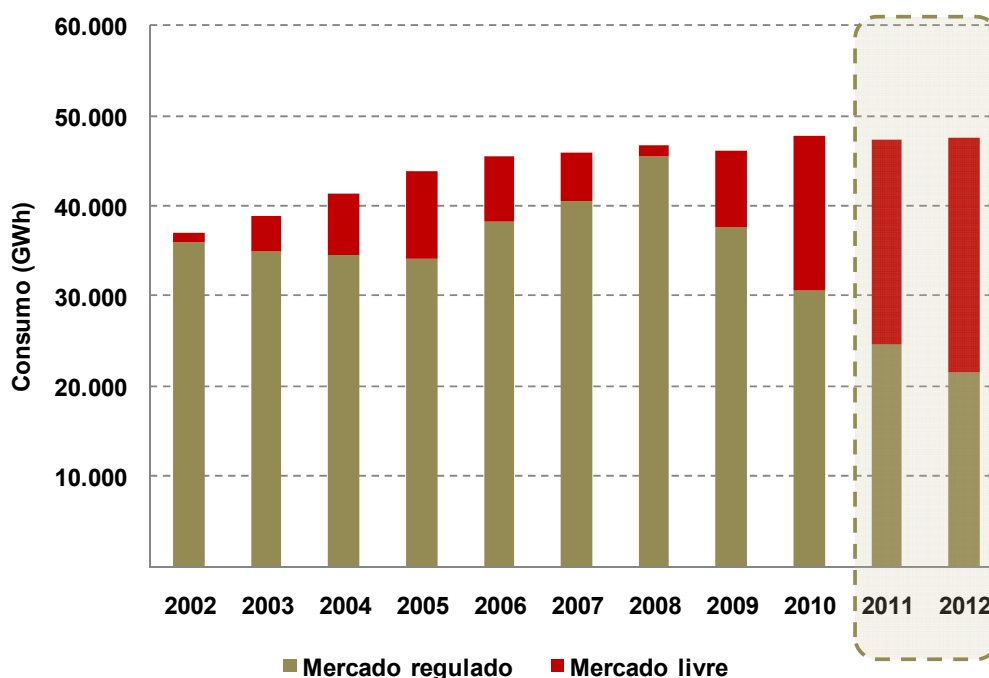


Figura 2-6 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2011 e 2012



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

Em junho de 2011, a Empresa de Electricidade dos Açores, SA (EDA) enviou a estimativa do balanço de energia elétrica para 2011 e previsão para o 2012. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê uma estagnação no crescimento, contrariando a elevada taxa média de crescimento anual do consumo verificada nos últimos anos. A taxa de crescimento do consumo referido à emissão prevista para 2011 e 2012, respetivamente de 0,3% e de 0,6%, demonstra prudência nas previsões de evolução do consumo por parte da EDA, tendo em conta o clima económico desfavorável do país, que se estende às regiões autónomas.

A taxa de perdas tem vindo a decrescer significativamente, mantendo-se abaixo dos 7% desde 2010.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando a os valores reais de 2009 e 2010, a estimativa para 2011 e a previsão para 2012 da EDA, que foram aceites integralmente pela ERSE para o cálculo das tarifas para 2012.

**Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA**

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA Junho/2011	Proposta EDA Junho/2011
	2009	2010	2011	Tarifas 2012 [2]
<b>EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>810 866</b>	<b>831 383</b>	<b>834 247</b>	<b>839 496</b>
(Variação média anual)	0,7%	2,5%	0,3%	0,6%
- Perdas nas redes	54 118	52 742	52 506	54 157
(perdas/fornecimentos)	7,2%	6,8%	6,7%	6,9%
- Consumos Próprios [1]	1 920	1 689	1 816	0
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>754 828</b>	<b>776 952</b>	<b>779 926</b>	<b>785 339</b>
(Variação média anual)	0,4%	2,9%	0,4%	0,7%
BT	472 961	489 181	491 563	495 175
(Variação média anual)	0,9%	3,4%	0,5%	0,7%
MT	281 867	287 772	288 363	290 164
(Variação média anual)	-0,4%	2,1%	0,2%	0,6%

Notas:

[1] Exclui consumos próprios das centrais

[2] Variações relativamente às estimativas da EDA para 2011

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

Em junho de 2011, a EEM enviou os valores reais do balanço de energia elétrica para 2010, estimativas para 2011 e previsões para 2012. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EEM prevê uma estagnação e decréscimo do consumo em 2011 e 2012, com um consumo referido à emissão para 2011 inferior em cerca de 1% face ao verificado em 2010, tendência que se mantém para 2012.



O nível de fornecimentos a clientes do sistema público da RAM para 2012 desce 1,0%, em linha com o verificado em 2011, denotando uma desaceleração da economia da região. O nível de perdas na rede mantém-se estável desde 2009, situando-se em 9,4%.

O Quadro 2-8 sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma da Madeira que, na sequência desta análise, a ERSE decidiu aceitar para o cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas para 2012.

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

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM Junho/2011	ERSE
	2009	2010	2011	Tarifas 2012 <sup>[2]</sup>
<b>EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b> (Variação média anual)	<b>960 593</b> 0,04%	<b>945 562</b> -1,6%	<b>935 331</b> -1,1%	<b>935 241</b> 0,0%
- Perdas nas redes (perdas/fornecimentos)	82 716 9,4%	81 080 9,4%	80 138 9,4%	80 048 9,4%
- Consumos Próprios <sup>[1]</sup>	954	974	974	974
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b> (Variação média anual)	<b>876 923</b> 0,1%	<b>863 508</b> -1,5%	<b>854 219</b> -1,1%	<b>854 219</b> 0,0%
BT (Variação média anual)	686 053 -0,3%	680 975 -0,7%	673 649 -1,1%	673 649 0,0%
MT (Variação média anual)	190 870 1,7%	182 533 -4,4%	180 569 -1,1%	180 569 0,0%

Notas:

[1] Exclui consumos próprios das centrais

[2] Variações relativamente às estimativas da EEM para 2011

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

No Quadro 2-9 apresentam-se os consumos e o número de consumidores de energia elétrica verificados em 2010 (2010R) e previstos nas tarifas para 2011 (2011T) e nas tarifas para 2012 (2012T), em Portugal Continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

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

2010 Real	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	1 012	3,3%	512	3,0%	0	0,0%	0	0,0%	1 524	3,1%	24	0,0%	33	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	57	0,0%
AT	2 095	6,8%	4 387	25,4%	0	0,0%	0	0,0%	6 482	13,1%	185	0,0%	78	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	263	0,0%
MT	4 795	15,7%	9 731	56,4%	288	37,0%	183	21,1%	14 996	30,3%	15 242	0,3%	7 976	2,5%	668	0,5%	244	0,2%	24 131	0,4%
BT	22 679	74,2%	2 626	15,2%	489	63,0%	681	78,9%	26 475	53,5%	5 801 790	99,7%	309 099	97,5%	120 896	99,5%	136 339	99,8%	6 368 124	99,6%
BTE	2 498	8,2%	1 228	7,1%	30	3,8%	155	17,9%	3 911	7,9%	26 116	0,4%	7 370	2,3%	211	0,2%	909	0,7%	34 605	0,5%
BTN > 20,7 kVA	2 288	7,5%	114	0,7%	102	13,1%	83	9,6%	2 587	5,2%	67 941	1,2%	3 562	1,1%	4 560	3,8%	2 542	1,9%	78 606	1,2%
BTN <= 20,7 kVA e >2,3 kVA	16 135	52,8%	1 283	7,4%	319	41,1%	347	40,2%	18 085	36,6%	5 203 525	89,5%	298 167	94,0%	107 443	88,4%	128 896	94,4%	5 738 032	89,8%
BTN <= 2,3 kVA	230	0,8%	0	0,0%	5	0,6%	10	1,1%	244	0,5%	453 002	7,8%	0	0,0%	7 030	5,8%	2 248	1,6%	462 279	7,2%
IP	1 528	5,0%	0	0,0%	33	4,3%	87	10,1%	1 649	3,3%	51 206	0,9%	0	0,0%	1 651	1,4%	1 745	1,3%	54 602	0,9%
<b>TOTAL</b>	<b>30 581</b>	<b>100,0%</b>	<b>17 255</b>	<b>100,0%</b>	<b>777</b>	<b>100,0%</b>	<b>864</b>	<b>100,0%</b>	<b>49 477</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 817 240</b>	<b>100,0%</b>	<b>317 186</b>	<b>100,0%</b>	<b>121 564</b>	<b>100,0%</b>	<b>136 584</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 392 573</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%	19 695	3,0%	684	0,6%	251	0,2%	24 866	0,4%
BT	21 425	86,8%	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	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 e >2,3 kVA	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%	128 383	94,4%	5 875 156	89,6%
BTN <= 2,3 kVA	245	1,0%	0	0,0%	6	0,7%	2	0,3%	253	0,5%	478 430	8,5%	0	0,0%	6 729	5,5%	2 250	1,7%	487 409	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>

2012T	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	63	0,3%	1 738	6,7%	0	0,0%	0	0,0%	1 801	3,7%	7	0,0%	50	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	58	0,0%
AT	465	2,2%	6 196	23,8%	0	0,0%	0	0,0%	6 662	13,5%	57	0,0%	210	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	267	0,0%
MT	1 229	5,7%	12 932	49,6%	290	36,9%	181	21,1%	14 632	29,7%	4 669	0,1%	18 851	2,8%	690	0,6%	249	0,2%	24 459	0,4%
BT	19 737	91,8%	5 222	20,0%	495	63,1%	674	78,9%	26 128	53,1%	5 480 371	99,9%	652 595	97,2%	122 642	99,4%	137 594	99,8%	6 393 201	99,6%
BTE	791	3,7%	2 832	10,9%	30	3,8%	153	17,9%	3 806	7,7%	9 428	0,2%	24 595	3,7%	255	0,2%	917	0,7%	35 194	0,5%
BTN > 20,7 kVA	2 009	9,3%	355	1,4%	57	7,2%	82	9,6%	2 502	5,1%	60 971	1,1%	10 760	1,6%	1 802	1,5%	2 565	1,9%	76 098	1,2%
BTN <= 20,7 kVA	15 116	70,3%	2 024	7,8%	370	47,1%	350	41,0%	17 861	36,3%	4 924 626	89,8%	594 544	88,5%	111 742	90,6%	130 077	94,4%	5 760 969	89,8%
BTN <= 2,3 kVA	215	1,0%	11	0,0%	5	0,6%	2	0,2%	233	0,5%	431 744	7,9%	22 697	3,4%	7 132	5,8%	2 273	1,6%	463 846	7,2%
IP	1 606	7,5%	0	0,0%	34	4,3%	86	10,1%	1 726	3,5%	53 603	1,0%	0	0,0%	1 711	1,4%	1 761	1,3%	57 074	0,9%
<b>TOTAL</b>	<b>21 495</b>	<b>100,0%</b>	<b>26 089</b>	<b>100,0%</b>	<b>785</b>	<b>100,0%</b>	<b>854</b>	<b>100,0%</b>	<b>49 223</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 485 105</b>	<b>100,0%</b>	<b>671 706</b>	<b>100,0%</b>	<b>123 332</b>	<b>100,0%</b>	<b>137 843</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 417 985</b>	<b>100,0%</b>

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

#### 3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

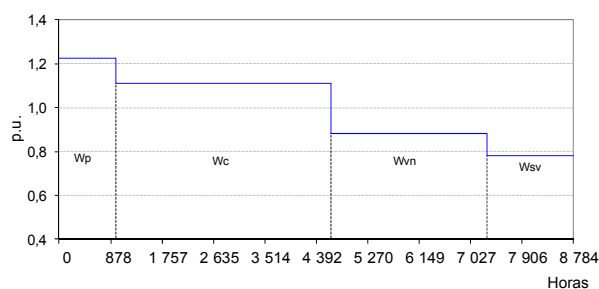
O Quadro 3-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	6 914 088
	Horas cheias	23 936 297
	Horas de vazio normal	13 739 445
	Horas de super vazio	6 674 339

Na Figura 3-1 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de UGS retangularizado, 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 retangularizado da UGS em 2012**



	UGS
Potência média anual [MW]	5 836

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 (URT) 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 de URT<sub>MAT</sub> do ORT**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	102 481
	Contratada	769 794
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	54 968
	Horas cheias	344 966
	Horas de vazio normal	292 681
	Horas de super vazio	174 100
Períodos II, III	Horas de ponta	44 238
	Horas cheias	411 297
	Horas de vazio normal	293 506
	Horas de super vazio	185 571
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	91 532 019
	Capacitiva	42 270 934

**Quadro 3-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT<sub>AT</sub> do ORT**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	6 877 924
	Contratada	9 091 990
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 045 409
	Horas cheias	11 520 267
	Horas de vazio normal	7 170 417
	Horas de super vazio	3 260 972
Períodos II, III	Horas de ponta	2 769 473
	Horas cheias	11 659 768
	Horas de vazio normal	5 982 841
	Horas de super vazio	3 053 696
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	130 571 934
	Capacitiva	44 531 232

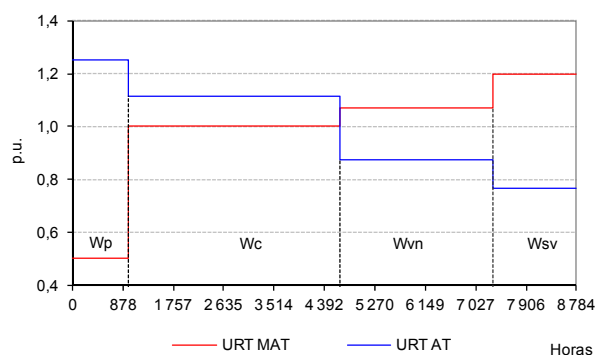
O quadro seguinte apresenta ainda as quantidades consideradas no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores. Esta tarifa é aplicada pela primeira vez em 2012.

**Quadro 3-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do ORT**

USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL AOS PRODUTORES EM MAT, AT E MT		QUANTIDADES
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
	Horas de fora de vazio	31 545 863
	Horas de vazio	20 475 583

Na Figura 3-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT, retangularizado, 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 retangularizado da tarifa de URT em 2011**

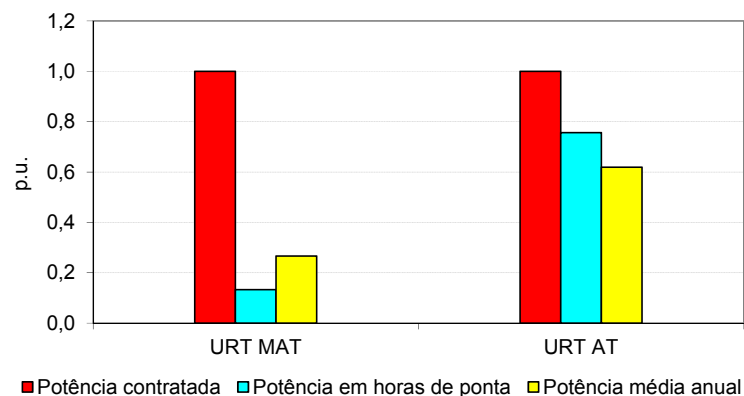


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	205	5 631

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]	770	9 092

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

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

As tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição são condicionadas por todas as entregas a clientes, quer sejam clientes 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 ativa e número de clientes por nível de tensão e tipo de fornecimento previstos para 2012 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 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição**

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	Número de clientes
<b>MAT</b>	<b>1 801</b>	<b>58</b>
<b>AT</b>	<b>6 662</b>	<b>267</b>
<b>MT</b>	<b>14 161</b>	<b>23 519</b>
<b>BT</b>	<b>24 959</b>	<b>6 132 966</b>
BTE	3 623	34 022
BTN (c/ IP)	21 336	6 098 944
<b>Total</b>	<b>47 583</b>	<b>6 156 811</b>

As quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição são calculadas a partir das quantidades entregues aos clientes, aplicando-se fatores de ajustamento para perdas ao longo das redes e considerando, sempre que necessário, os diagramas de carga tipo. Os diagramas de carga tipo são discutidos e apresentados no capítulo 10 e os fatores de ajustamento para perdas são apresentados no capítulo 11.

### 4.1 FATORES DE SIMULTANEIDADE NAS REDES

As tarifas de Uso das Redes têm dois termos de potência, de modo a transmitirem o custo associado aos troços centrais dessa rede (preço de potência em horas de ponta) e aos troços periféricos (preço de potência máxima de 15 minutos ou potência contratada). Quando se aplica a tarifa de uso de redes aos fornecimentos nas redes de jusante, o preço 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 afetada 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 afetadas pelo referido coeficiente de simultaneidade.

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

Os valores dos coeficientes de simultaneidade fixados para 2012 são iguais entre si, de acordo com o quadro seguinte. Mantêm-se em 2012 os parâmetros fixados em 2011.

**Quadro 4-2 - Coeficientes de simultaneidade de uso de redes para 2012**

$\delta_{AT}$	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 fatores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, de acordo com a metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário.

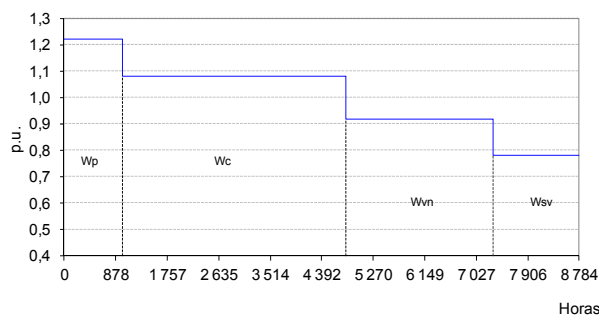
**Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema**

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
<b>n.º de clientes</b>		
	MAT	58
	AT	267
	MT	23 519
	BTE	34 022
	BTN (> 2,3 kVA)	5 590 900
<b>Potência contratada (kW)</b>		46 747 180
<b>Energia ativa no referencial RNT/RND (MWh)</b>		
MAT, AT, MT, BTE e BTN (inclui < 2,3kVA)	Horas de ponta	7 080 630
	Horas cheias	23 999 038
	Horas de vazio normal	13 493 356
	Horas de super vazio	6 679 632
	MAT	1 796 031
	AT	6 745 681
	MT	14 897 894
	BTE	4 047 000
	BTN (> 2,3 kVA)	23 514 045



Na Figura 4-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado 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 retangularizado da tarifa de UGS em 2012**



	UGS
Potência média anual [MW]	5 835

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 reativa consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT coincidem com as quantidades relativas às entregas a clientes em MAT.

**Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de  $URT_{MAT}$**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	102 481
	Contratada	769 794
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	54 968
	Horas cheias	344 966
	Horas de vazio normal	292 681
	Horas de super vazio	174 100
Períodos II, III	Horas de ponta	44 238
	Horas cheias	411 297
	Horas de vazio normal	293 506
	Horas de super vazio	185 571
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	91 532 019
	Capacitiva	42 270 934

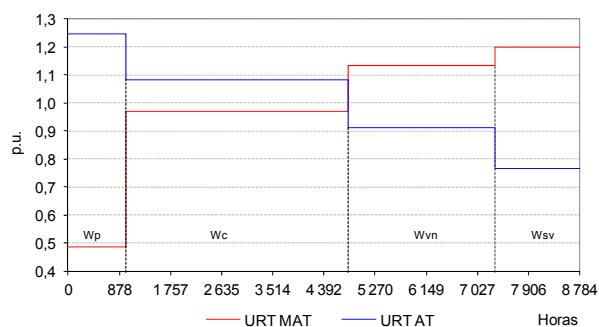
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de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

**Quadro 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	6 861 561
	Contratada	8 532 791
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 344 448
	Horas cheias	11 442 561
	Horas de vazio normal	6 601 188
	Horas de super vazio	3 167 173
Períodos II, III	Horas de ponta	2 637 268
	Horas cheias	11 802 445
	Horas de vazio normal	6 307 700
	Horas de super vazio	3 153 843
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	0
	Capacitiva	0

Na Figura 4-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT retangularizado, 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 retangularizado da tarifa de URT em 2012**

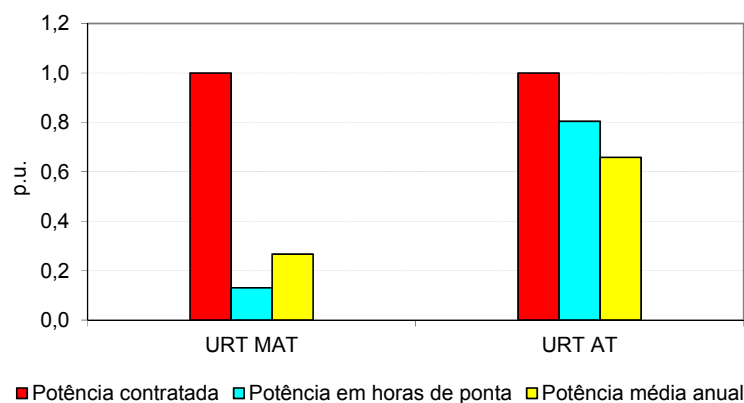


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	205	5 630

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]	770	8 533

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 reativa coincidem com as quantidades relativas às entregas a clientes finais 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	6 772 168
	Contratada	8 822 382
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 287 849
	Horas cheias	11 294 602
	Horas de vazio normal	6 522 913
	Horas de super vazio	3 129 308
Períodos II, III	Horas de ponta	2 602 909
	Horas cheias	11 649 832
	Horas de vazio normal	6 232 905
	Horas de super vazio	3 116 137
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	90 137 688
	Capacitiva	26 724 796

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

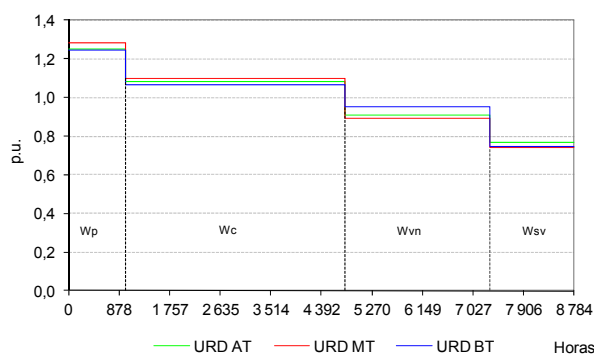
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	5 645 676
	Contratada	10 002 027
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 688 140
	Horas cheias	9 592 967
	Horas de vazio normal	5 364 944
	Horas de super vazio	2 516 277
Períodos II, III	Horas de ponta	2 202 793
	Horas cheias	9 705 360
	Horas de vazio normal	5 060 384
	Horas de super vazio	2 478 763
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	646 607 384
	Capacitiva	145 123 283

**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	3 376 934
	Contratada	39 010 145
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 379 260
	Horas cheias	6 080 129
	Horas de vazio normal	3 660 813
	Horas de super vazio	1 639 367
Períodos II, III	Horas de ponta	1 133 539
	Horas cheias	5 454 211
	Horas de vazio normal	3 138 732
	Horas de super vazio	1 473 298
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	366 977 518
	Capacitiva	15 247 947

Na Figura 4-4 apresentam-se os diagramas de carga anuais das tarifas de URD<sub>AT</sub>, URD<sub>MT</sub> e URD<sub>BT</sub> retangularizados, 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 retangularizado da tarifa de URD em 2012**

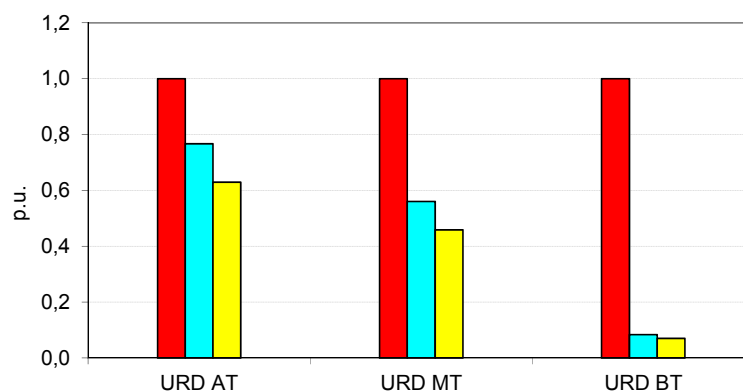


	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual [MW]	5 560	4 623	2 841

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**



■ Potência contratada ■ Potência em horas de ponta ■ Potência média anual

	URD AT	URD MT	URD BT
Potência contratada [MW/mês]	8 822	10 002	39 010

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

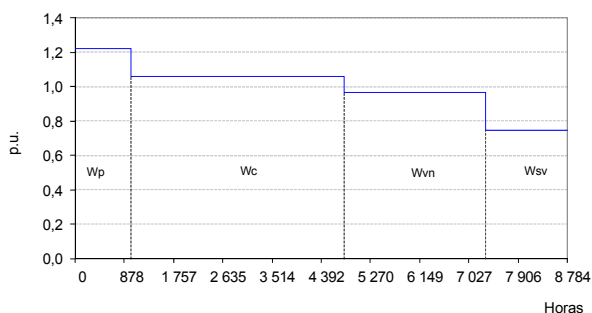
No Quadro 5-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até à saída da RNT em AT, por aplicação de fatores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, de acordo com a metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário. Os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso correspondem às quantidades medidas nos contadores.

**Quadro 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de energia**

ENERGIA		QUANTIDADES
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 265 071
	Horas cheias	5 739 129
	Horas de vazio normal	3 542 354
	Horas de super vazio	1 555 840
Períodos II, III	Horas de ponta	1 021 414
	Horas cheias	5 219 988
	Horas de vazio normal	3 049 608
	Horas de super vazio	1 418 500

Na Figura 5-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado 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 retangularizado da tarifa de energia em 2012**



Potência média anual [MW]	Tarifa de Energia
	2 711

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 ativa por nível de tensão e tipo de fornecimento.

A comercialização de energia elétrica pelo comercializador de último recurso a clientes em MAT, AT, MT e BTE foi extinta em 2011, permanecendo durante 2012 com caráter transitório. Para estes segmentos de clientes, o número de clientes estimado para o final do ano de 2012 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)	4 733
Energia ativa	(MWh)	1 757 614
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	9 428
Energia ativa	(MWh)	790 953
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	5 470 944
Energia ativa	(MWh)	18 945 967



## 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 faturação.

A procura prevista, para as entregas nos referidos níveis de tensão, baseia-se na caracterização da procura agregada do mercado regulado e do mercado livre em 2010, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2012 e nas quotas de mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Energia (GWh)	Número de clientes
<b>MAT</b>	<b>63</b>	<b>7</b>
<b>AT</b>	<b>465</b>	<b>57</b>
<b>MT</b>	<b>1 229</b>	<b>4 669</b>
<b>BT</b>	<b>19 737</b>	<b>5 480 371</b>
BTE	791	9 428
BTN sem IP	17 340	5 417 341
IP	1 606	53 603
<b>Total</b>	<b>21 495</b>	<b>5 485 105</b>

A previsão da procura do comercializador de último recurso em Portugal Continental considera a extinção, a partir de Julho de 2012, da tarifa regulada aplicável a clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA.

## 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	3 592
	Contratada	26 981
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 927
	Horas cheias	12 091
	Horas de vazio normal	10 258
	Horas de super vazio	6 102
Períodos II, III	Horas de ponta	1 551
	Horas cheias	14 416
	Horas de vazio normal	10 287
	Horas de super vazio	6 504
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	3 208 197
	Capacitiva	1 481 596

**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)		57	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	58 568	
	Contratada	82 952	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	807	
	Contratada	6 438	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	421	
	Contratada	12 963	
Energia ativa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	28 880
		Horas cheias	88 735
		Horas de vazio normal	67 349
		Horas de super vazio	36 905
Períodos II, III	Horas de ponta	20 140	
	Horas cheias	105 191	
	Horas de vazio normal	68 756	
	Horas de super vazio	38 333	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	448
		Horas cheias	1 395
		Horas de vazio normal	1 053
		Horas de super vazio	727
Períodos II, III	Horas de ponta	227	
	Horas cheias	1 527	
	Horas de vazio normal	1 124	
	Horas de super vazio	881	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	221
		Horas cheias	586
		Horas de vazio normal	491
		Horas de super vazio	302
Períodos II, III	Horas de ponta	211	
	Horas cheias	630	
	Horas de vazio normal	709	
	Horas de super vazio	493	
Energia reativa (kvarh)			
	Indutiva	6 296 117	
	Capacitiva	1 866 727	

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2012

Procura considerada nas tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental

**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	
<b>Termo tarifário fixo</b> (nº de clientes)		4 669	
<b>Potência</b> (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	103 286	
	Contratada	207 868	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	70 204	
	Contratada	255 909	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	2 449	
	Contratada	13 788	
<b>Energia ativa</b> (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	57 874
		Horas cheias	159 378
		Horas de vazio normal	81 751
		Horas de super vazio	44 770
	Períodos II, III	Horas de ponta	46 143
		Horas cheias	190 283
		Horas de vazio normal	88 896
		Horas de super vazio	48 537
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	39 588
		Horas cheias	107 551
		Horas de vazio normal	46 034
		Horas de super vazio	25 312
	Períodos II, III	Horas de ponta	38 291
		Horas cheias	142 905
		Horas de vazio normal	59 532
		Horas de super vazio	32 599
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	1 362
		Horas cheias	3 628
		Horas de vazio normal	2 275
		Horas de super vazio	1 238
	Períodos II, III	Horas de ponta	1 332
		Horas cheias	4 992
		Horas de vazio normal	3 060
		Horas de super vazio	1 828
<b>Energia reativa</b> (kvarh)			
	Indutiva	56 125 521	
	Capacitiva	12 596 701	

**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	
<b>Termo tarifário fixo</b> (nº de clientes)		9 428	
<b>Potência</b> (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	45 679	
	Contratada	144 236	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	61 480	
	Contratada	281 813	
<b>Energia ativa</b> (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	59 158
		Horas cheias	171 480
		Horas vazio normal	68 445
		Horas de super vazio	38 633
	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	82 070
		Horas cheias	230 684
		Horas vazio normal	89 736
		Horas de super vazio	50 745
<b>Energia reativa</b> (kvarh)			
	Indutiva	80 111 192	
	Capacitiva	3 328 627	

**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>
Tarifa de longas utilizações	27,6	161
	34,5	180
	41,4	313
Tarifa de médias utilizações	27,6	20 288
	34,5	18 573
	41,4	20 781
<b>Energia ativa</b>		<b>(MWh)</b>
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	8 241
	Horas cheias	23 779
	Horas vazio	18 127
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	352 966
	Horas cheias	891 716
	Horas vazio	700 591

**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>
Tarifa tri-horária	27,6	235
	34,5	190
	41,4	250
<b>Energia ativa</b>		<b>(MWh)</b>
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	1 863
	Horas cheias	5 893
	Horas de vazio	5 861

**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	2 384 114	
	4,6	117 276	
	5,75	59 300	
	6,9	1 041 648	
	10,35	279 321	
	13,8	100 164	
	17,25	30 676	
	20,7	120 110	
	Tarifa bi-horária	3,45	122 105
		4,6	40 536
5,75		25 282	
6,9		320 504	
10,35		87 017	
13,8		46 264	
17,25		16 195	
Tarifa tri-horária	20,7	54 353	
	3,45	0	
	4,6	0	
	5,75	0	
	6,9	0	
	10,35	0	
	13,8	0	
<b>Energia ativa</b>		<b>MWh</b>	
Tarifa simples		10 719 597	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	2 557 564	
	Horas de vazio	1 759 349	
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	402 996
	2,3	28 748
<b>Energia ativa</b>		<b>MWh</b>
Tarifa simples		214 729

**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	24 659
	4,6	224
	5,75	71
	6,9	28 909
	10,35	14 385
	13,8	3 096
	17,25	656
Tarifa bi-horária	20,7	2 671
	3,45	63
	4,6	7
	5,75	8
	6,9	648
	10,35	1 275
	13,8	620
Tarifa tri-horária	17,25	217
	20,7	1 000
	3,45	24
	4,6	1
	5,75	0
	6,9	474
	10,35	513
Energia ativa	13,8	196
	17,25	6
	20,7	37
	<b>(MWh)</b>	
	Tarifa simples	59 230
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	9 057
	Horas de vazio	8 823
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	310
	Horas cheias	991
	Horas de vazio	932

**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 ativa</b>	<b>(MWh)</b>	1 606 349
<b>Clientes</b>	<b>(pontos de entrega)</b>	53 603

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

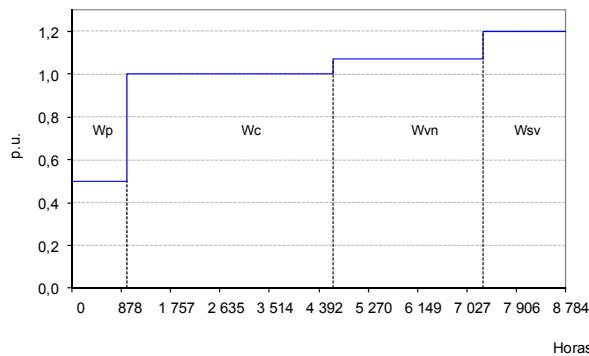
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

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

### 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 retangularizado 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**



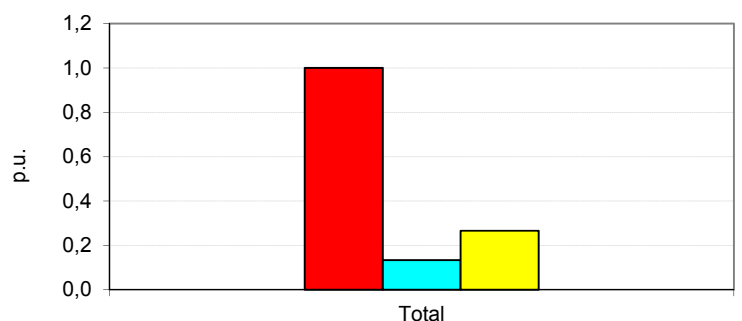
	MAT
Potência média anual [MW]	7
Potência média anual por cliente [kW]	1 000

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**



■ Potência contratada ■ Potência em horas de ponta ■ Potência média anual

	MAT
Potência contratada [kW/mês]	26 981
Potência contratada por cliente [kW/mês]	3 754

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.

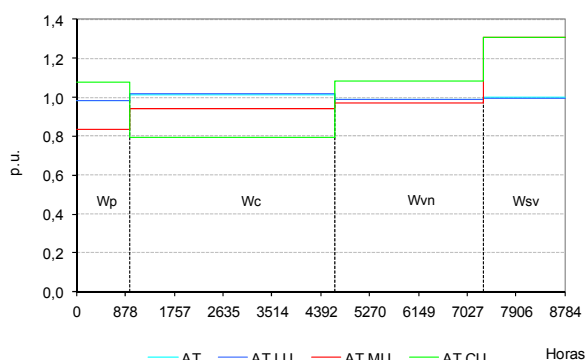
A utilização da potência contratada é definida pelo quociente entre a potência média anual e a potência contratada no ano, multiplicado pelo número de horas do ano. Regista-se, neste nível de tensão, uma utilização da potência contratada de 2 334 horas.

## 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).



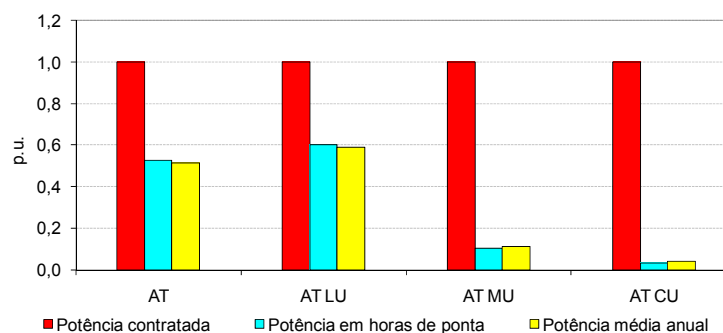
**Figura 6-3 - Diagrama de carga dos clientes de AT, discriminado por posto horário e por opção tarifária**



	AT	AT LU	AT MU	AT CU
Potência média anual [MW]	53	52	1	0,4
Potência média anual por cliente [kW]	923	3 146	91	13

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]	102 353	82 952	6 438	12 963
Potência contratada por cliente [kW/mês]	1 782	5 045	693	409

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

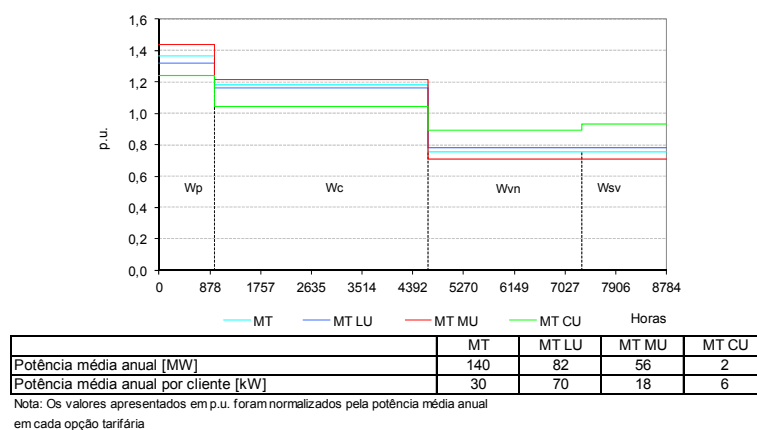
Na Figura 6-4 observa-se que quer a potência em horas de ponta quer a potência média anual se reduzem no sentido das opções tarifárias correspondentes a utilizações da potência decrescentes. Pode ainda concluir-se que a opção tarifária de Longas Utilizações é preponderante na determinação dos valores 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 (4 534 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 1 144 e 280 horas, respetivamente.

### 6.2.3 MÉDIA TENSÃO

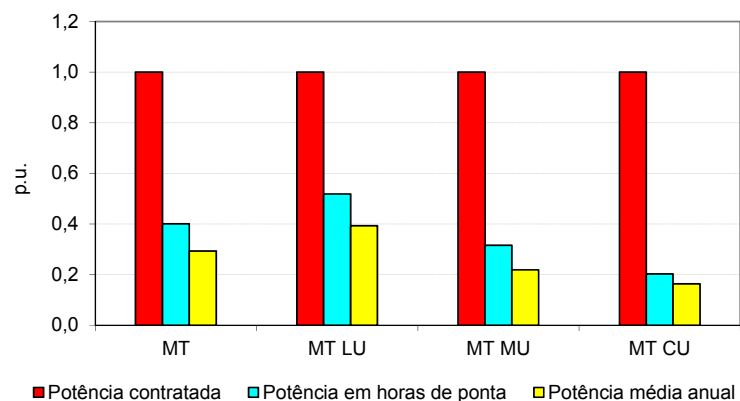
Na Figura 6-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (MT LU), Médias Utilizações (MT MU) e Curtas Utilizações (MT CU).

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



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]	477 566	207 868	255 909	13 788
Potência contratada por cliente [kW/mês]	102	177	83	35

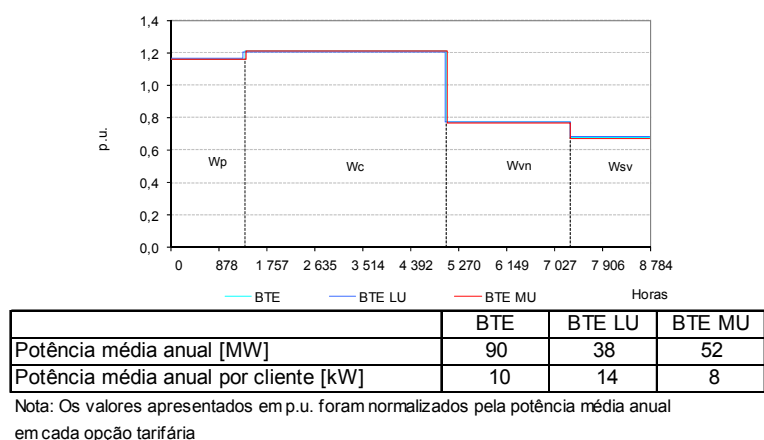
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada em cada opção tarifária

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 (2 567 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 1 917 e 1 426 horas, respetivamente.

#### 6.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

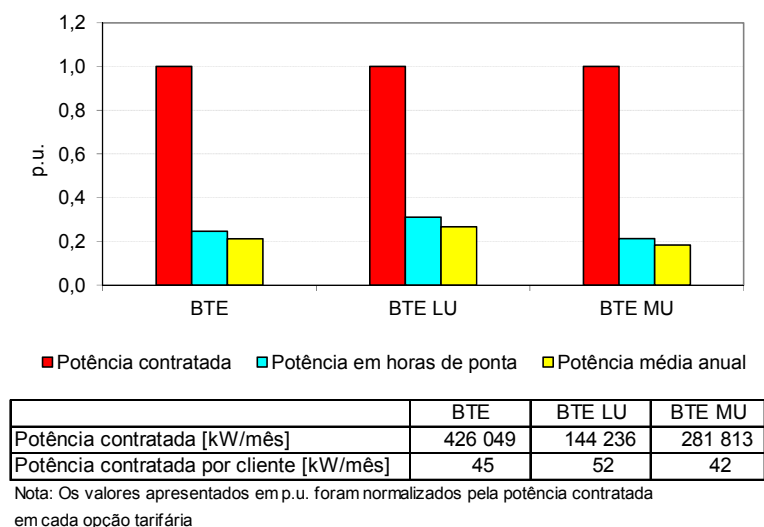
Na Figura 6-7 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à opção tarifária de BTE, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (BTE LU) e Médias Utilizações (BTE MU).

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

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



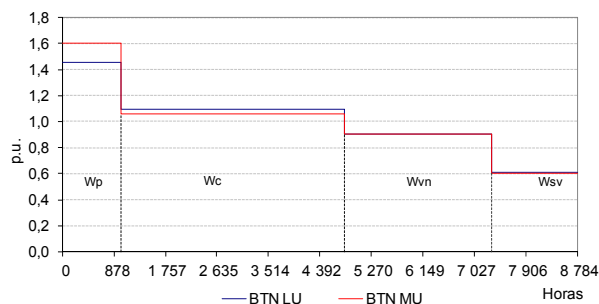
Na BTE as opções tarifárias de longas e de médias utilizações apresentam utilizações da potência contratada de, respetivamente, 2 337 e 1 604 horas.

### 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	221
Potência média anual por cliente [kW]	9	4

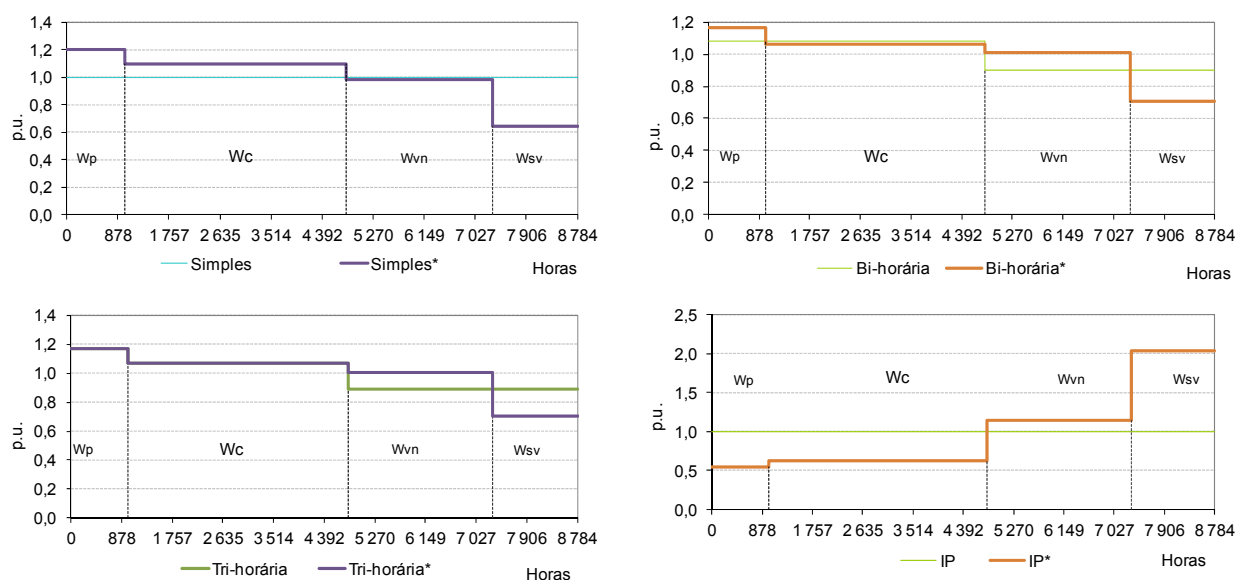
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Os diagramas de carga das duas opções tarifárias de BTN com potência contratada maior que 20,7 kVA foram construídos com base no balanço de energia previsto para 2012.

### 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: Iluminação Pública (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\*.

**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]	1 220	491	0,00	183
Potência média anual por cliente [kW]	0,30	0,69	0,71	3,41

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.

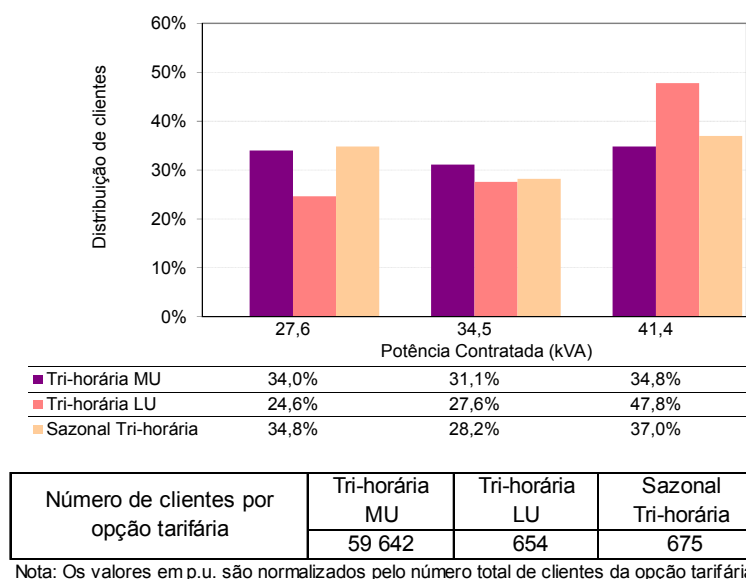
Os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga. O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária. Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

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.

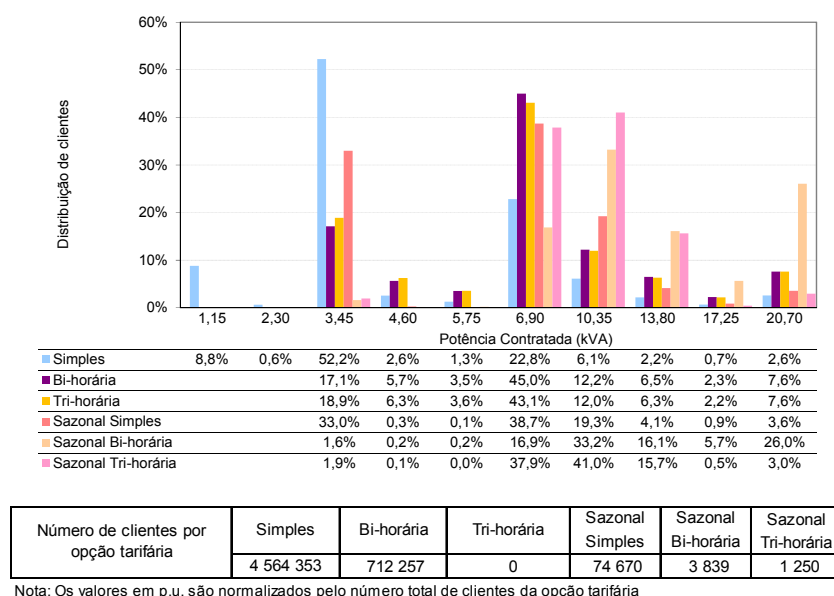
### 6.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA EM BAIXA TENSÃO NORMAL

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)**



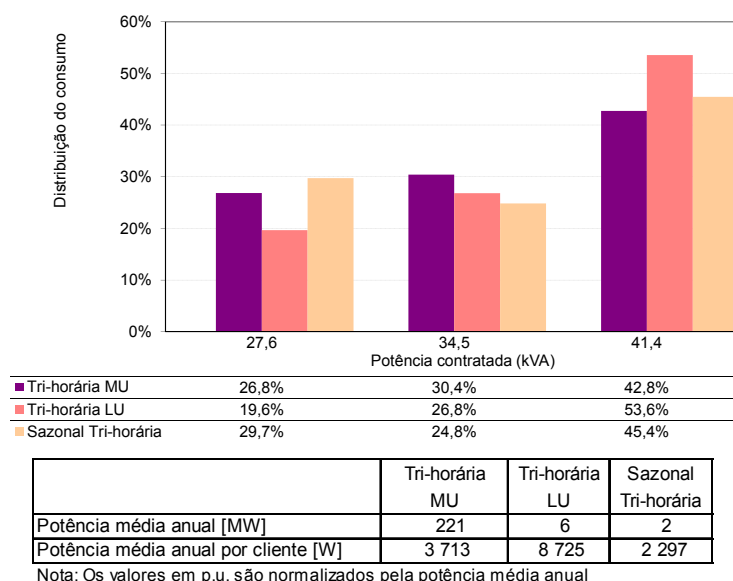
**Figura 6-12 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)**



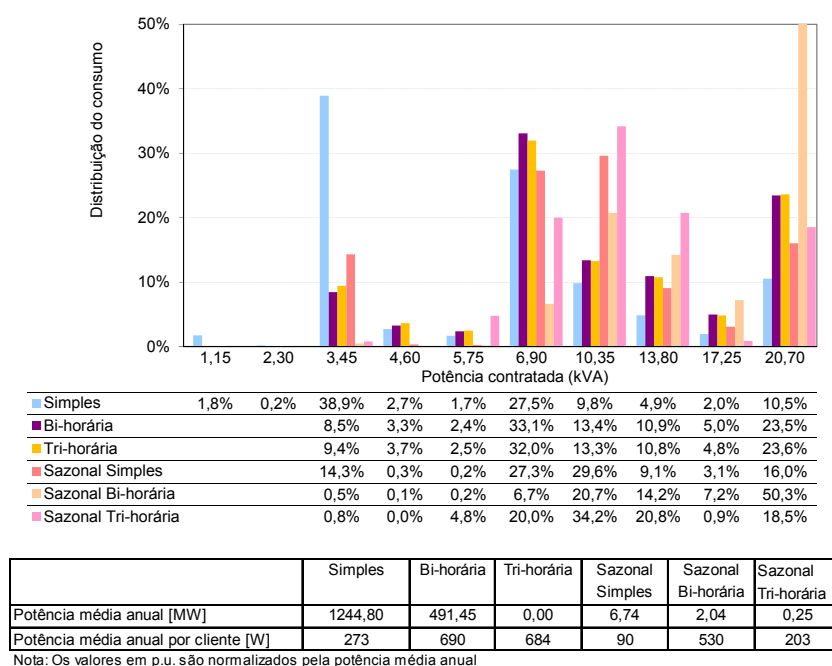
Verifica-se que o escalão de 3,45 kVA é predominante nas tarifas simples de BTN≤20,7 kVA. Em contrapartida, na tarifa bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

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)**



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

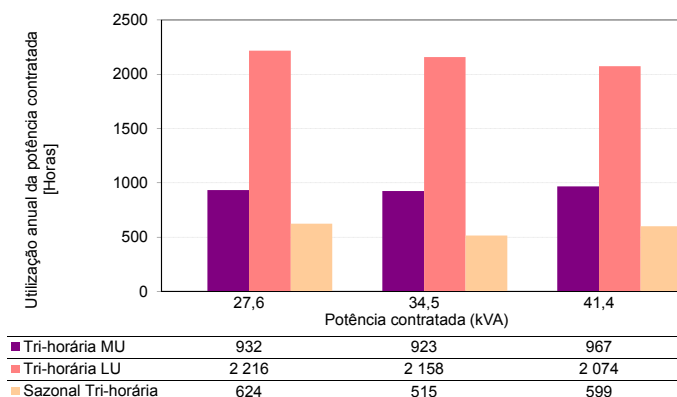


Na Figura 6-15 e na Figura 6-16 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

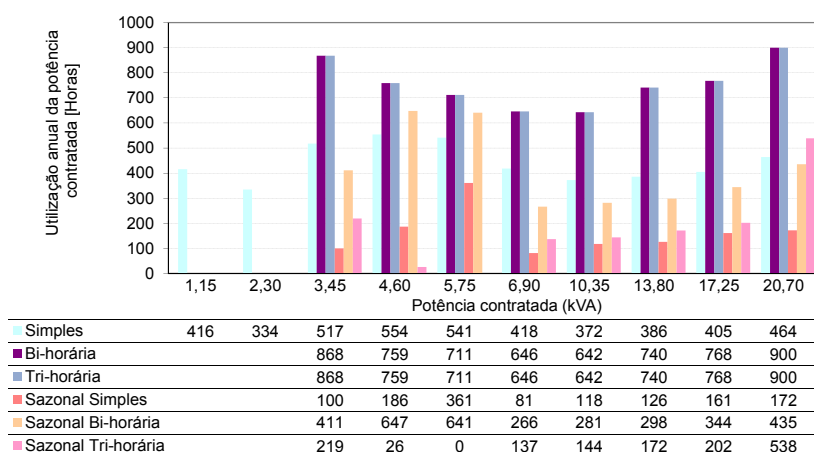
Para a opção tarifária tri-horária assumiu-se uma utilização da potência contratada por escalão de consumo igual à da opção tarifária bi-horária.



**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 atividade 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 faturação. Estes valores são previstos tendo por base as estruturas de consumo conjuntas dos mercados livre e regulado em 2010, bem como os consumos do balanço de energia elétrica projetados para 2012.

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 - Resumo das quantidades previstas para os clientes no mercado liberalizado**

Clientes no Mercado Liberalizado	Energia (GWh)	Número de clientes
<b>MAT</b>	<b>1 738</b>	<b>50</b>
<b>AT</b>	<b>6 196</b>	<b>210</b>
<b>MT</b>	<b>12 932</b>	<b>18 851</b>
<b>BT</b>	<b>5 222</b>	<b>652 595</b>
BTE	2 832	24 595
BTN	2 390	628 000
<b>Total</b>	<b>26 089</b>	<b>671 706</b>

## 7.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS 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	98 889
	Contratada	742 813
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	53 041
	Horas cheias	332 875
	Horas de vazio normal	282 423
	Horas de super vazio	167 998
Períodos II, III	Horas de ponta	42 688
	Horas cheias	396 881
	Horas de vazio normal	283 219
	Horas de super vazio	179 067
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	88 323 822
	Capacitiva	40 789 338

**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)		210
Potência (kW)		
	Horas de ponta	796 268
	Contratada	1 362 975
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	393 497
	Horas cheias	1 208 014
	Horas de vazio normal	917 399
	Horas de super vazio	505 145
Períodos II, III	Horas de ponta	274 024
	Horas cheias	1 429 498
	Horas de vazio normal	939 999
	Horas de super vazio	528 758
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	83 841 570
	Capacitiva	24 858 069

**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)		18 851
Potência (kW)		
	Horas de ponta	1 851 013
	Contratada	5 024 347
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 039 701
	Horas cheias	2 846 464
	Horas de vazio normal	1 368 333
	Horas de super vazio	750 343
Períodos II, III	Horas de ponta	902 327
	Horas cheias	3 557 900
	Horas de vazio normal	1 593 767
	Horas de super vazio	872 850
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	590 481 863
	Capacitiva	132 526 582

**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)	24 595
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	383 720
	Contratada	1 525 619
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
	Horas de ponta	505 718
	Horas cheias	1 440 091
	Horas de vazio normal	566 425
	Horas de super vazio	320 050
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	286 866 326
	Capacitiva	11 919 320

**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
<b>Potência contratada (nº de clientes)</b>		
	27,6	3 650
Tarifa tri-horária	34,5	3 343
	41,4	3 766
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
	Horas de ponta	64 071
Tarifa tri-horária	Horas cheias	162 598
	Horas de vazio	127 867

**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
<b>Potência contratada (nº de clientes)</b>		
	3,45	290 882
	4,6	14 189
Tarifa simples	5,75	7 170
	6,9	129 280
	10,35	35 468
	13,8	12 470
	17,25	3 784
	20,7	14 827
		3,45
Tarifa bi-horária	4,6	4 896
	5,75	3 054
	6,9	38 782
	10,35	10 662
	13,8	5 662
	17,25	1 982
	20,7	6 684
Tarifa tri-horária	3,45	0
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	0
	10,35	0
	13,8	0
	17,25	0
20,7	0	
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Tarifa simples		1 443 708
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	343 771
	Horas de vazio	236 828
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0
	Horas cheias	0
	Horas de vazio	0

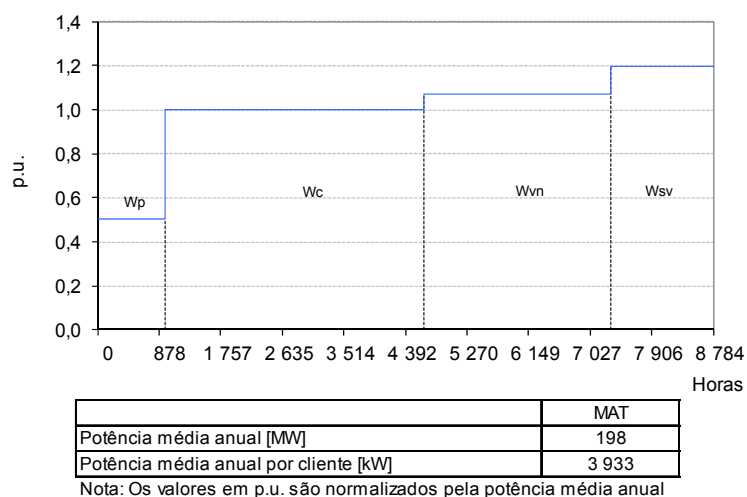
## 7.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO DOS CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

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

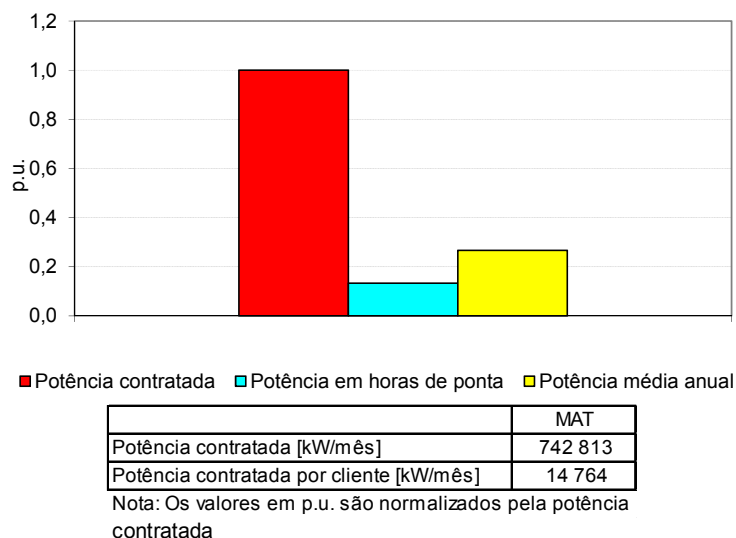
### 7.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

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 tarifário. Na Figura 7-2 apresentam-se as potências médias anuais, 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 período tarifário**



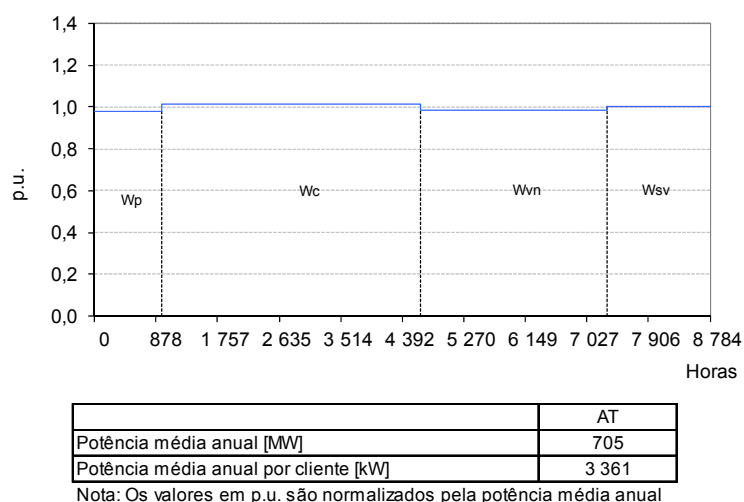
**Figura 7-2 - Potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT**



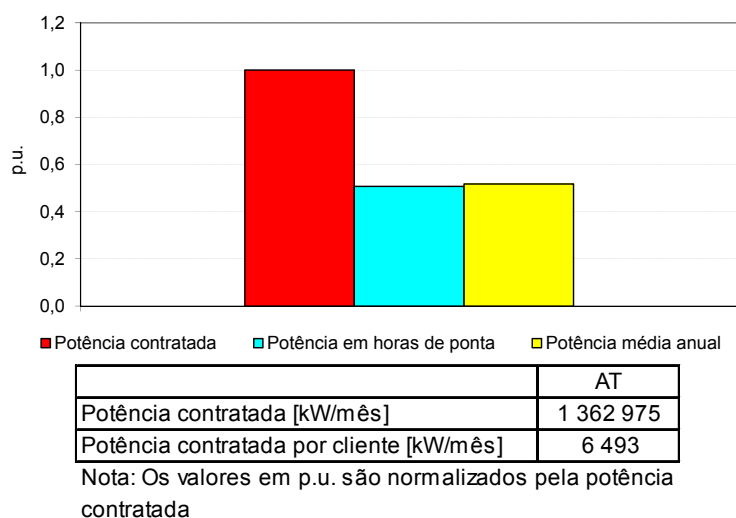
### 7.2.2 ALTA TENSÃO

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 tarifário. 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 período tarifário**



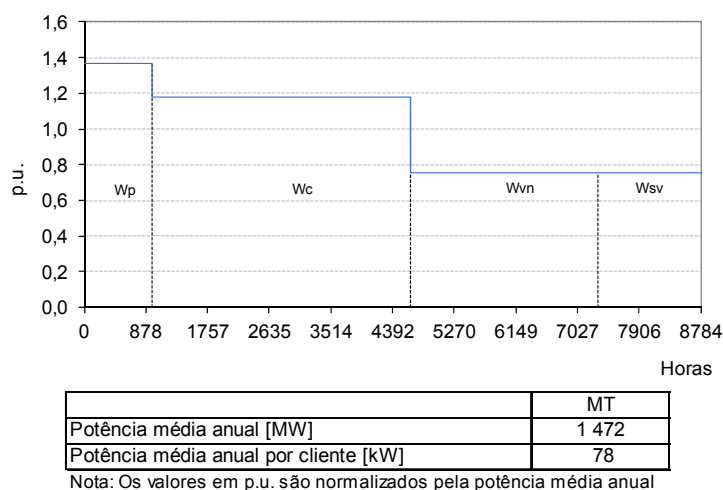
**Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT**



### 7.2.3 MÉDIA TENSÃO

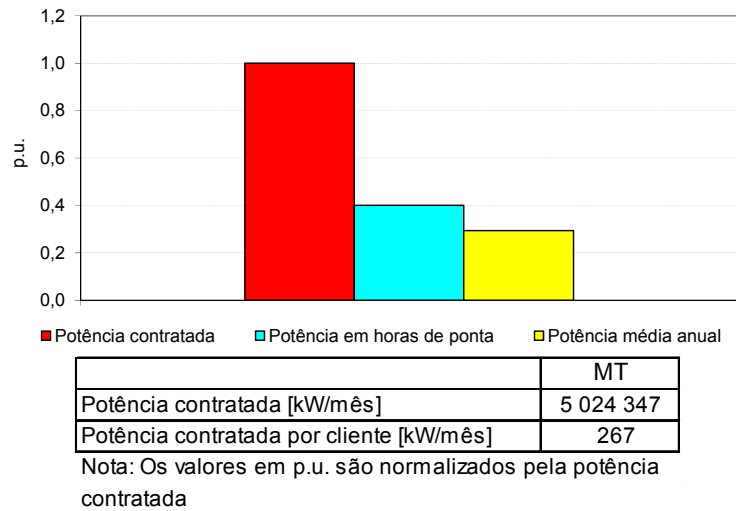
Na Figura 7-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Média Tensão (MT), discriminados por período tarifário. Na Figura 7-6 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT.

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





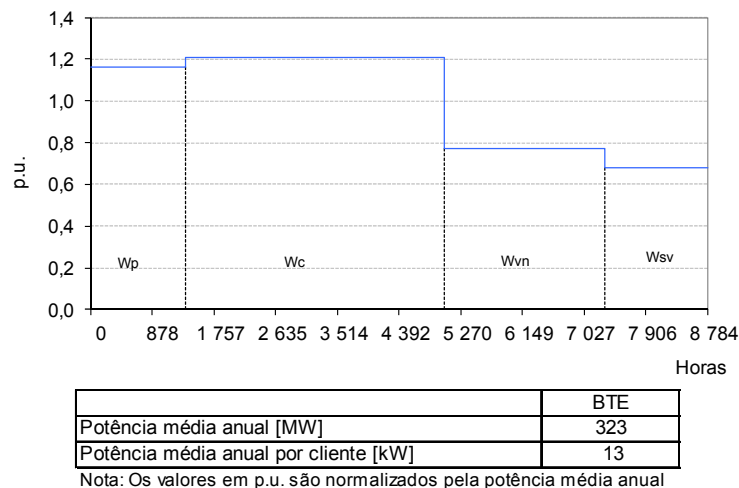
**Figura 7-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT**



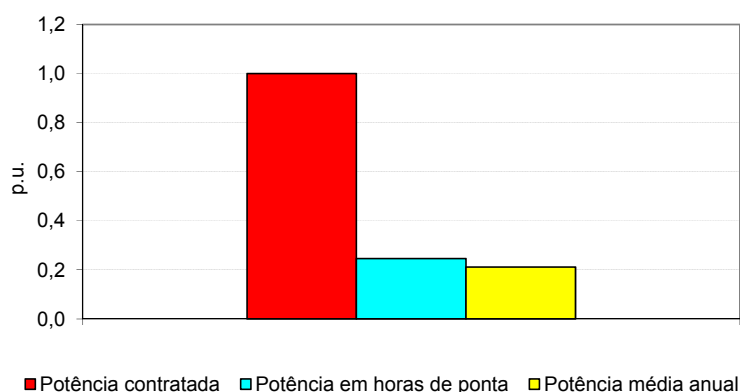
#### 7.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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 tarifário. 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 período tarifário**



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



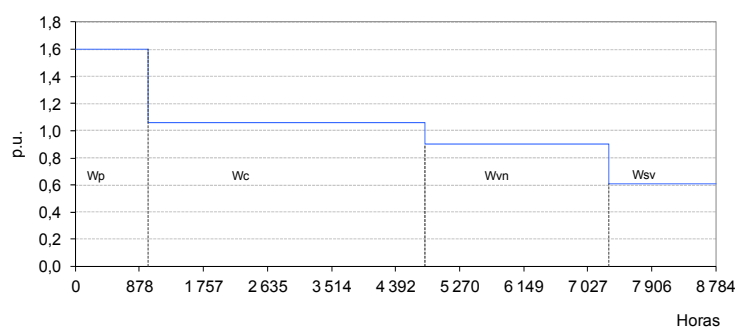
	BTE
Potência contratada [kW/mês]	1 525 619
Potência contratada por cliente [kW/mês]	62

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 tarifário.

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

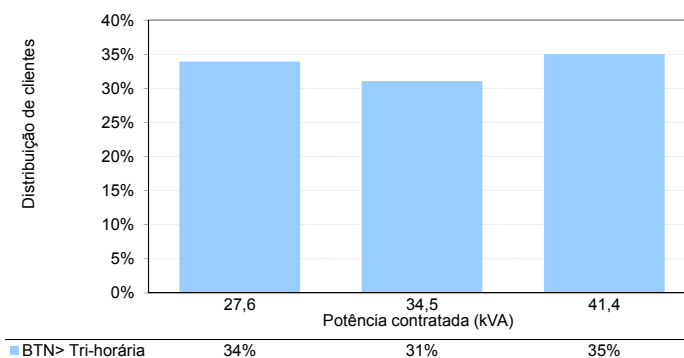


	BTN> Tri-horária
Potência média anual [MW]	40
Potência média anual por cliente [kW]	3,75
Consumo médio anual por cliente [kWh]	32 951

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)**

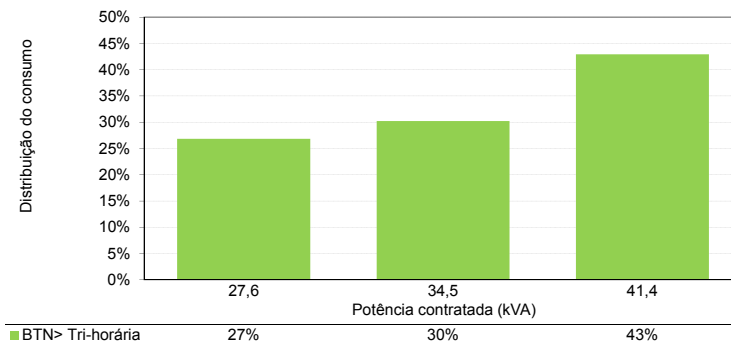


Número de clientes por opção tarifária	BTN> Tri-horária
	10 760

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)**

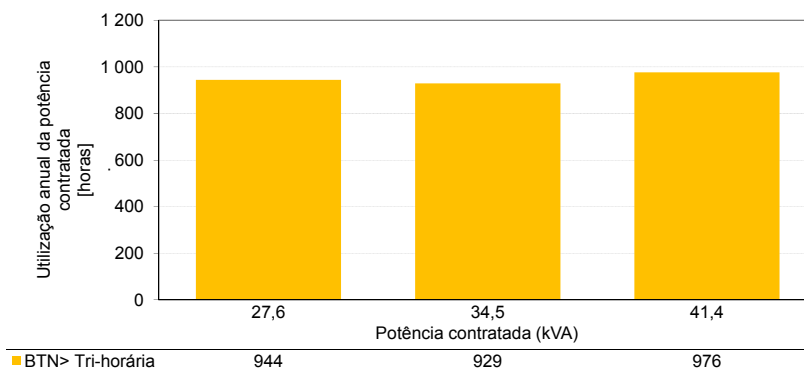


Potência média anual [MW]	BTN> Tri-horária
	40
	Potência média anual por cliente [W]
	3 751

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

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

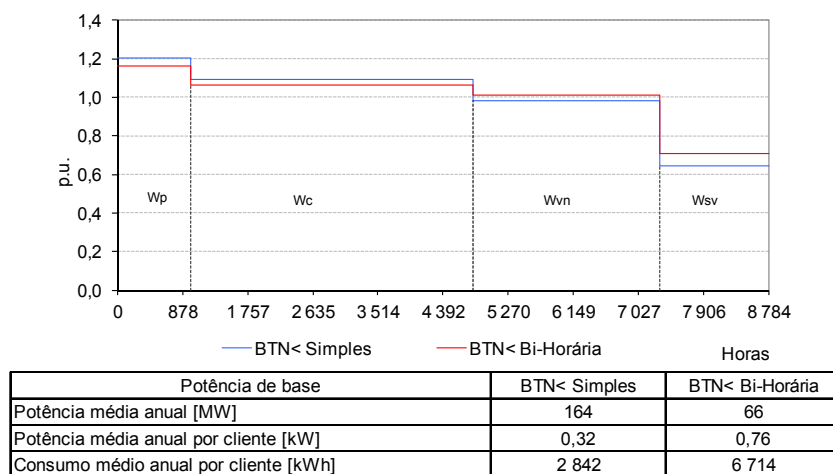
**Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA)**



### 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 2012 não inclui instalações de consumo com opções tarifárias tri-horárias.

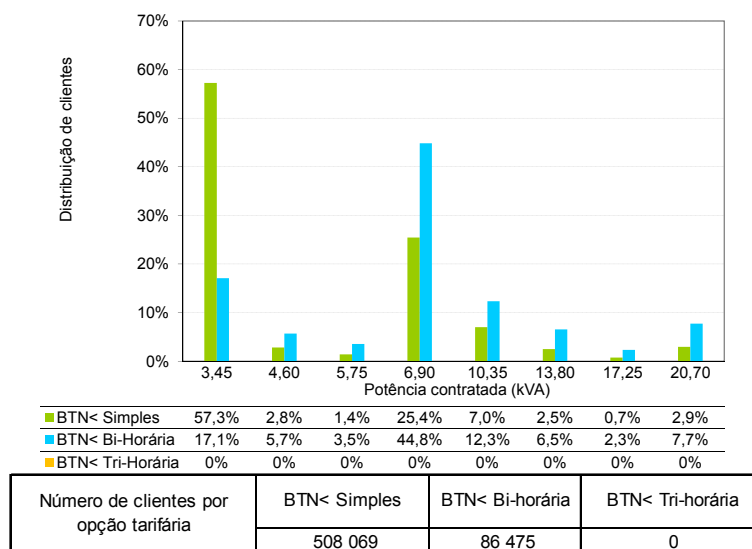
**Figura 7-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária**



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.

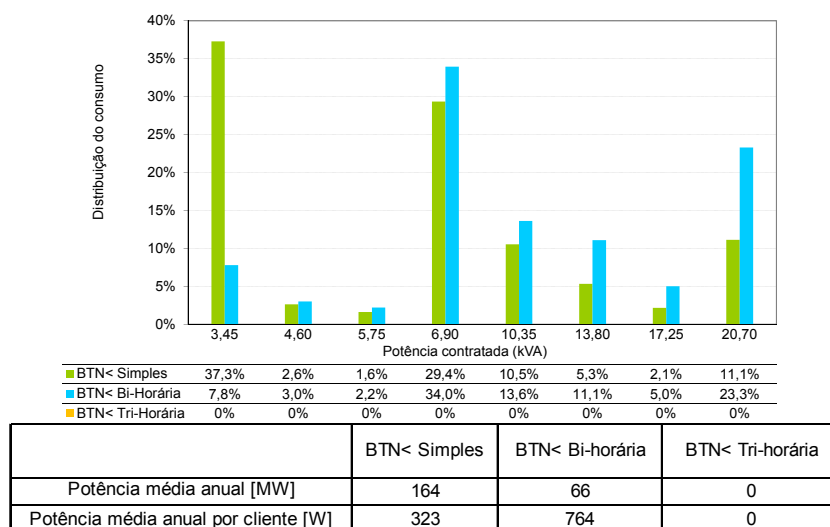
**Figura 7-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)**



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

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.

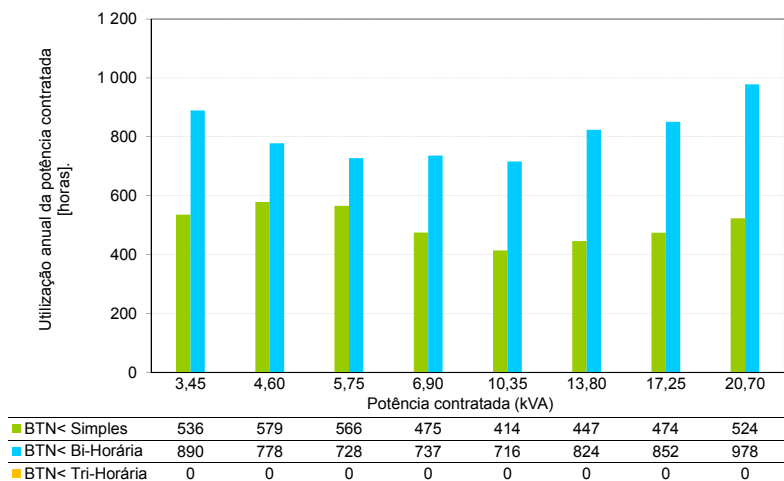
**Figura 7-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN<20,7 kVA)**



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

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 8-7. 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 8-7 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.

A revisão regulamentar do Regulamento Tarifário durante o ano de 2011, implicou a alteração dos escalões de potência contratada em BTE e BTN. Esta alteração visou uma definição comum de BTE e BTN entre Portugal Continental e as Regiões Autónomas, passando-se a adotar em todo o país o limite de 41,4 kW/kVA entre BTE e BTN. Adicionalmente, e numa tentativa de harmonização e simplificação, considera-se um limite comum entre  $BTN >$  e  $BTN \leq$  em 20,7 kVA, passando os fornecimentos com uma potência contratada de 20,7 kVA a ser classificados em  $BTN \leq$ . Os escalões em  $BTN \leq$  foram igualmente harmonizados com os escalões de potência existentes no Continente, sendo introduzidos os escalões de 2,3 kVA, 4,6 kVA e 5,75 kVA

Nos termos do Regulamento Tarifário, as opções tarifárias transitórias dependentes do uso são extintas no ano 2012.

**Quadro 8-1 - Resumo das 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>290</b>	<b>690</b>
<b>BT</b>	<b>495</b>	<b>122 642</b>
BTE	30	255
BTN sem IP	432	120 676
IP	34	1 711
<b>Total</b>	<b>785</b>	<b>123 332</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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		690
Potência (kW)		
	Horas de ponta	39 762
	Contratada	122 672
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	26 857
	Horas cheias	66 175
	Horas de vazio normal	28 439
	Horas super vazio	17 205
Períodos II, III	Horas de ponta	29 485
	Horas cheias	72 356
	Horas de vazio normal	30 973
	Horas super vazio	18 674
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	18 971 153
	Capacitiva	2 902 030

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)		255
Potência (kW)		
	Horas de ponta	5 230
	Contratada	15 173
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	6 029
	Horas cheias	14 697
	Horas de vazio normal	5 929
	Horas super vazio	3 405
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	3 348 079
	Capacitiva	242 372

Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (>20,7 kVA) Tri-horária

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA) TRI-HORÁRIA		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa Tri-horária	27,6	778
	34,5	321
	41,4	413
	55,2	126
	69,0	106
	103,5	35
	110,4	12
	138,0	7
	172,5	3
	207,0	0
	215,0	1
Energia ativa (MWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	11 382
	Horas cheias	28 004
	Horas de vazio	17 264



CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2012

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

**Quadro 8-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ( $\leq 20,7$  kVA e  $> 2,3$  kVA)**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>
Tarifa simples	3,45	61 021
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	31 486
	10,35	6 210
	13,8	1 638
	17,25	2 387
Tarifa bi-horária	20,7	0
	3,45	447
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	1 421
	10,35	298
	13,8	162
Tarifa tri-horária	17,25	223
	20,7	0
	3,45	942
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	2 228
	10,35	236
<b>Energia ativa</b>		<b>MWh</b>
Tarifa simples		292 621
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	9 502
	Horas de vazio	5 970
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	12 073
	Horas cheias	29 800
	Horas de vazio	20 085

**Quadro 8-6 - 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	7132
	2,3	0
<b>Energia ativa</b>		<b>MWh</b>
Tarifa simples		4828

**Quadro 8-7 - 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
Energia ativa	(MWh)	33 586
Clientes	(pontos de entrega)	1 711

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

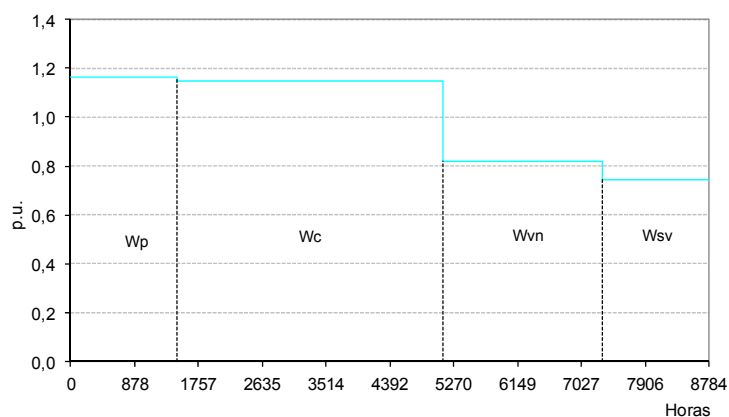
Por último, para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes pelos vários escalões de potência contratada.

### 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.

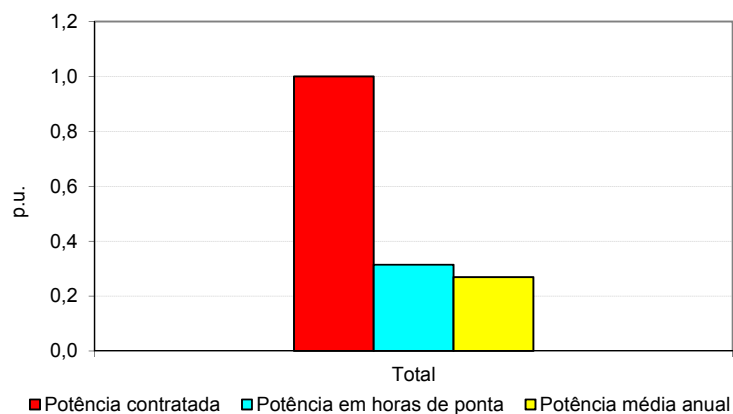
Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumo enviada pela empresa, para o ano 2012.

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



Potência de base	MT
Potência média anual [MW]	33
Potência média anual por cliente [kW]	48
Consumo médio anual por cliente [kWh]	420 528

**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	122 672
Potência contratada por cliente	178

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

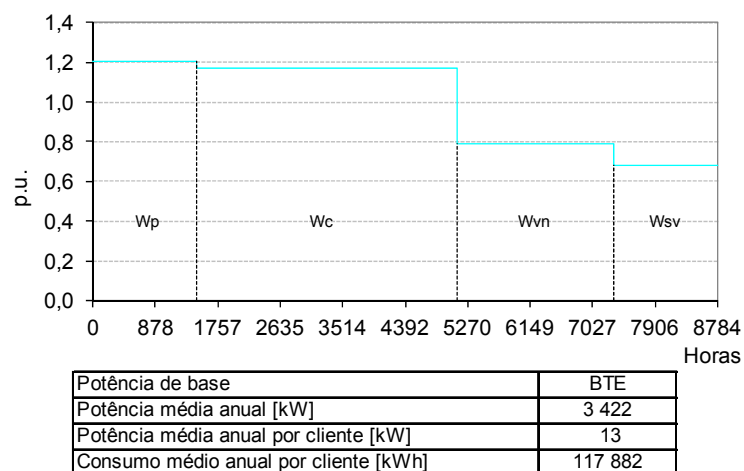
### 8.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumo enviada pela empresa, para o ano 2012.

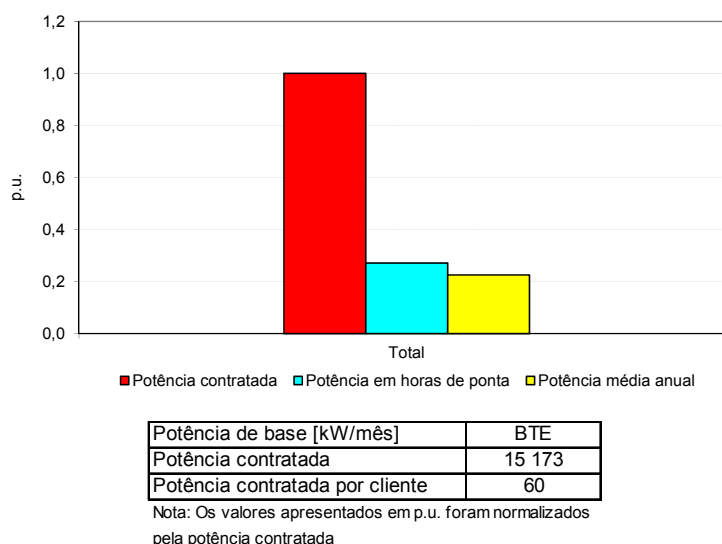
Figura 8-3 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à opção tarifária Tetra-horária em BTE, discriminado por período horário.

Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumo enviada pela empresa, para o ano 2012.

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



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

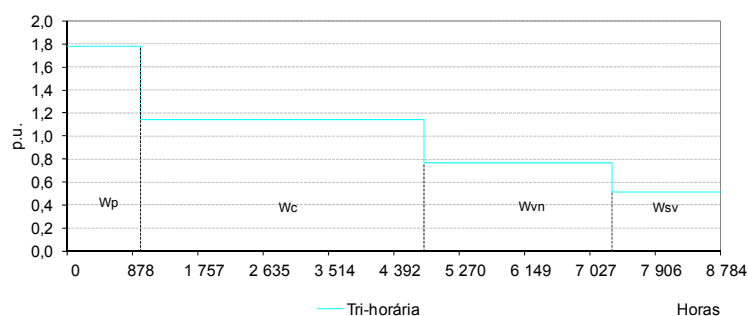


### 8.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

Na Figura 8-5 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.

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 (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária**



	Tri-horária
Potência média anual [kW]	6 449
Potência média anual por cliente [W]	3 579
Consumo médio anual por cliente [kWh]	31 437

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

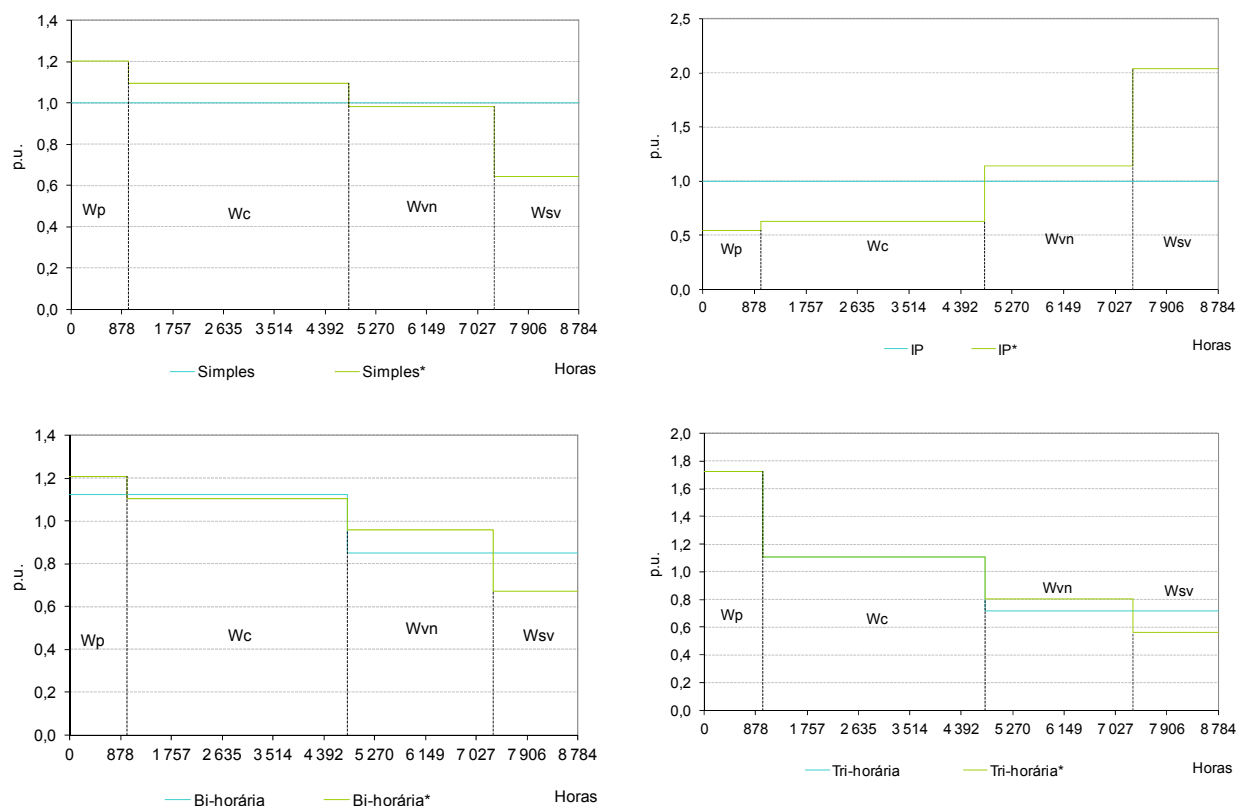
#### 8.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 8-6 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: 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.

**Figura 8-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ( $\leq 20,7$  kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA**



	Simples	Bi-horária	Tri-horária	IP
Potência média anual [MW]	33,31	1,76	7,05	3,82
Potência média anual por cliente [kW]	0,32	0,69	1,09	2,24
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 848	6 065	9 607	19 635

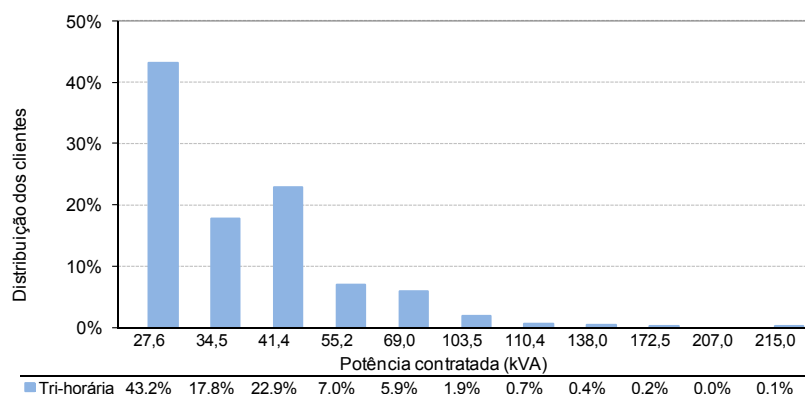
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual de cada opção

A coerência dos diagramas de carga reais e estimados é garantida dado que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

### 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 respetiva, em p.u., correspondente a este escalão, pelo número total de clientes da opção tarifária respetiva.

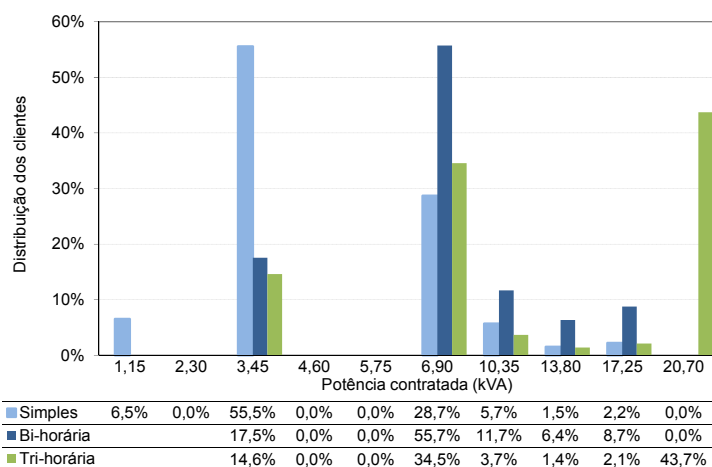
**Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA), na RAA**



Número de clientes por opção tarifária	BTN> Tri-horária
	1 802

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≤20,7 kVA), na RAA**



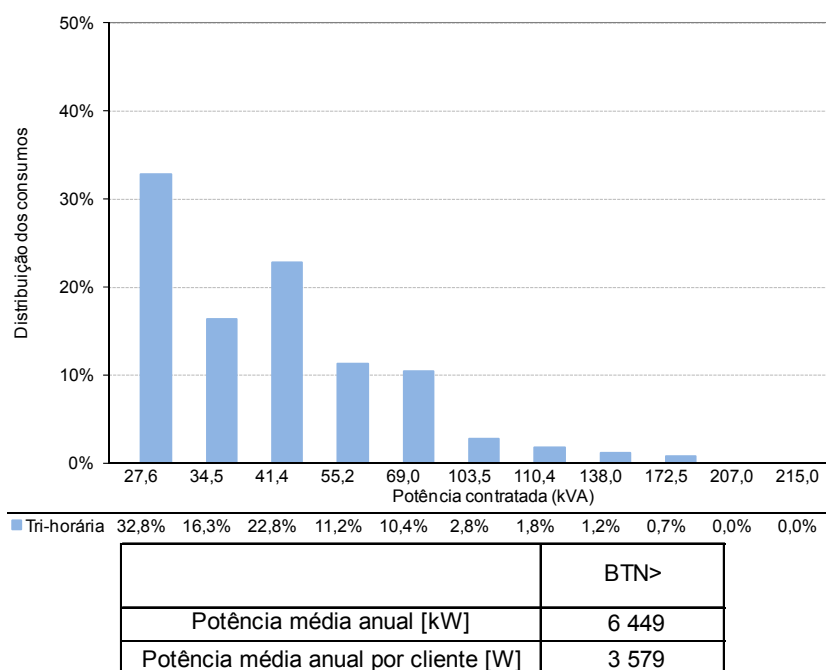
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	109 874	2 551	6 449

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≤20,7 kVA. Em contrapartida, na tarifa bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA e na tarifa tri-horária o escalão predominante é o de 20,7 kVA.

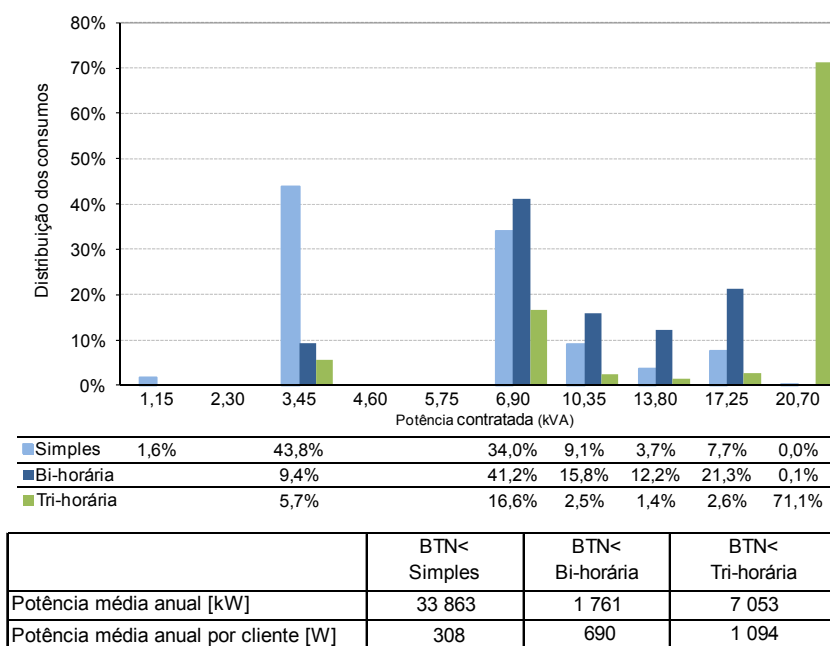
Na Figura 8-9 e na Figura 8-10 apresenta-se, em percentagem, a distribuição do consumo por escalão de potência contratada, para cada uma das opções tarifárias.

**Figura 8-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAA**



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

**Figura 8-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ( $\leq 20,7$  kVA), na RAA**



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

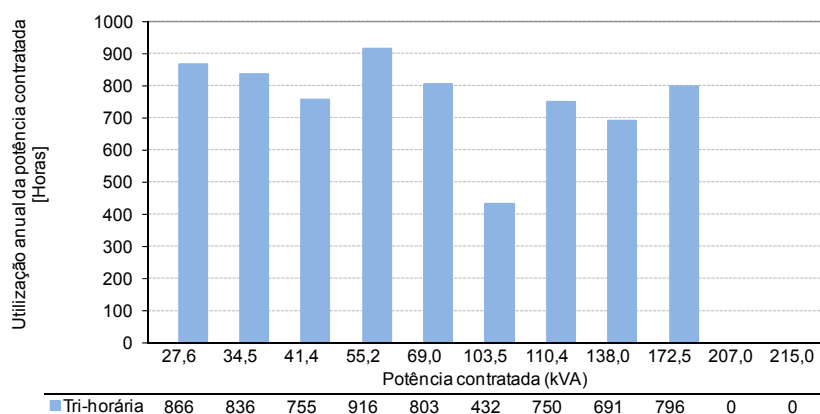


Na Figura 8-11 e na Figura 8-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

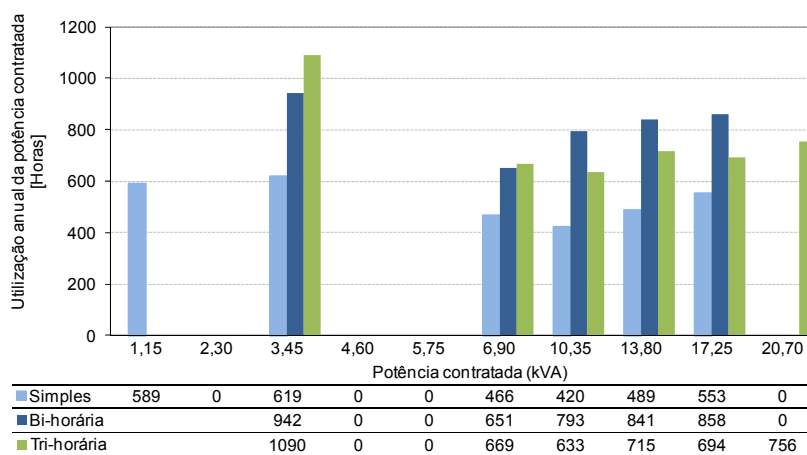
Verifica-se que, na opção Simples das tarifas de  $BTN \leq 20,7$  kVA, os clientes do escalão 1,15 kVA e 3,45 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada. Na opção bi-horária das tarifas de  $BTN \leq 20,7$  kVA, os clientes do escalão 3,45 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada. Na opção tri-horária das tarifas de  $BTN \leq 20,7$  kVA, os clientes do escalão 3,45 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada.

Quanto à tarifa Tri-horária de  $BTN > 20,7$  kVA, as maiores utilizações da potência contratada verificam-se no escalão de 55,2 kVA.

**Figura 8-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária  
BTN (>20,7 kVA), na RAM**



**Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária  
BTN ( $\leq 20,7$  kVA), na RAM**



## 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 9-7. 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 9-7 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira.

A revisão regulamentar do Regulamento Tarifário ocorrida durante o ano de 2011, implicou a alteração dos escalões de potência contratada em BTE e BTN. Esta alteração visou a uma definição comum de BTE e BTN em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, passando-se a adotar em todo o país o limite de 41,4 kW/kVA entre BTE e BTN. Adicionalmente e numa tentativa de harmonização e simplificação, considera-se um limite comum entre  $BTN >$  e  $BTN \leq$  em 20,7 kVA, passando os fornecimentos com uma potência contratada de 20,7 kVA a ser classificados em  $BTN \leq$ . Os escalões em  $BTN \leq$  foram igualmente harmonizados com os escalões de potência existentes no Continente, sendo introduzidos os escalões de 2,3 kVA, 4,6 kVA e 5,75 kVA.

Nos termos do Regulamento Tarifário, as opções tarifárias transitórias dependentes do uso são extintas no ano 2012, assim como a tarifa de venda a clientes finais em Alta Tensão.

**Quadro 9-1 - Resumo das 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>181</b>	<b>249</b>
<b>BT</b>	<b>674</b>	<b>137 594</b>
BTE	153	917
BTN sem IP	435	134 915
IP	86	1 761
<b>Total</b>	<b>854</b>	<b>137 843</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 MT

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		249
Potência (kW)		
	Horas de ponta	23 321
	Contratada	82 333
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	16 131
	Horas cheias	40 493
	Horas de vazio norma	18 182
	Horas de super vazio	9 931
Períodos II, III	Horas de ponta	17 884
	Horas cheias	46 401
	Horas de vazio norma	20 403
	Horas de super vazio	11 144
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	13 027 273
	Capacitiva	0

Quadro 9-3 - 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
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		917
Potência (kW)		
	Horas de ponta	21 451
	Contratada	99 530
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	31 086
	Horas cheias	77 507
	Horas de vazio norma	28 787
	Horas de super vazio	15 580
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	20 304 811
	Capacitiva	0

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2012

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

**Quadro 9-4 - 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
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>
Tarifa tri-horária	27,6	838
	34,5	688
	41,4	537
	51,75	262
	62,1	240
<b>Energia ativa</b>		<b>(MWh)</b>
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	17 097
	Horas cheias	43 227
	Horas de vazio	21 702

**Quadro 9-5 - 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	51 992
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	58 969
	10,35	3 857
	13,8	2 428
	17,25	1 019
	20,7	3 261
Tarifa bi-horária	3,45	1 080
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	5 635
	10,35	501
	13,8	428
Tarifa tri-horária	17,25	163
	20,7	727
	3,45	0
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	1
	10,35	0
	13,8	1
<b>Energia ativa</b>		<b>MWh</b>
Tarifa simples		302 689
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	30 679
	Horas de vazio	15 741
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	257
	Horas cheias	611
	Horas de vazio	421

**Quadro 9-6 - 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	2 273
	2,3	0
<b>Energia ativa</b>	<b>MWh</b>	
Tarifa simples		2 087

**Quadro 9-7 - 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
<b>Energia ativa</b>	<b>(MWh)</b>	86 178
<b>Clientes</b>	<b>(pontos de entrega)</b>	1 761

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

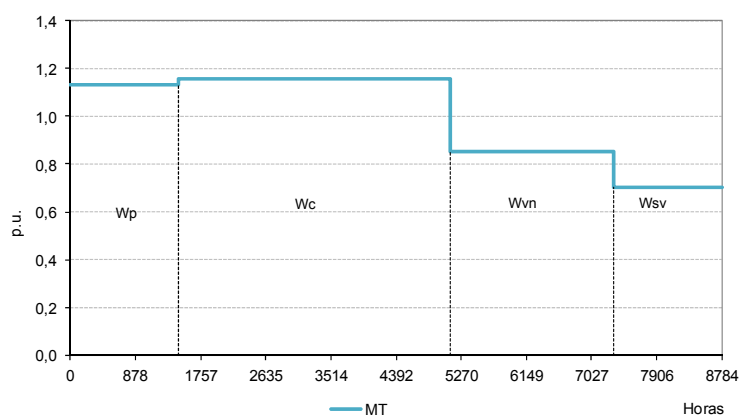
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.

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**

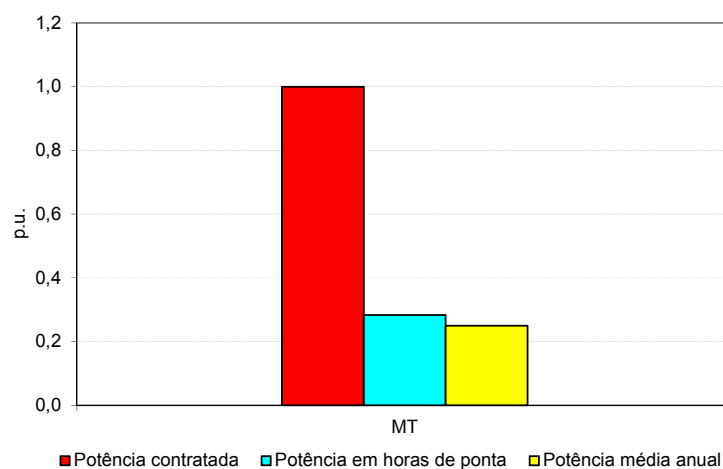
Na Figura 9-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária.

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



	MT
Potência média anual [kW]	20 557
Potência média anual por cliente [kW]	82
Consumo médio anual por cliente [kWh]	723 793

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

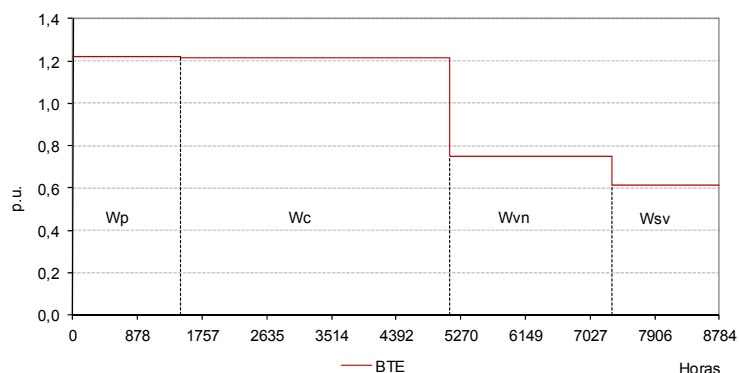


	MT
Potência contratada [kW/mês]	82 333
Potência contratada por cliente [kW/mês]	330

## 9.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 9-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à opção tarifária de BTE Tetra-horária, discriminados por período horário.

**Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM**

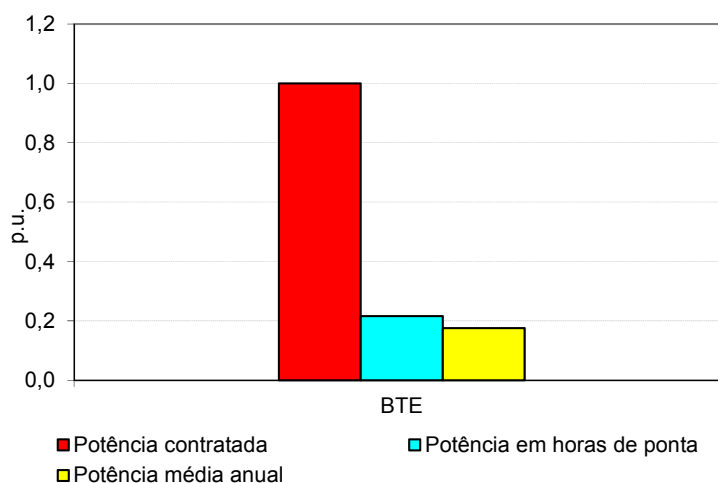


	BTE
Potência média anual [kW]	17 413
Potência média anual por cliente [kW]	19
Consumo médio anual por cliente [kWh]	166 805

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

Da Figura 9-4 pode concluir-se que, os valores da potência em horas de ponta, quer os da potência média anual são mais reduzidos comparativamente com a potência contratada.

**Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE, na RAM**



	BTE
Potência contratada [kW/mês]	99 530
Potência contratada por cliente [kW/mês]	109

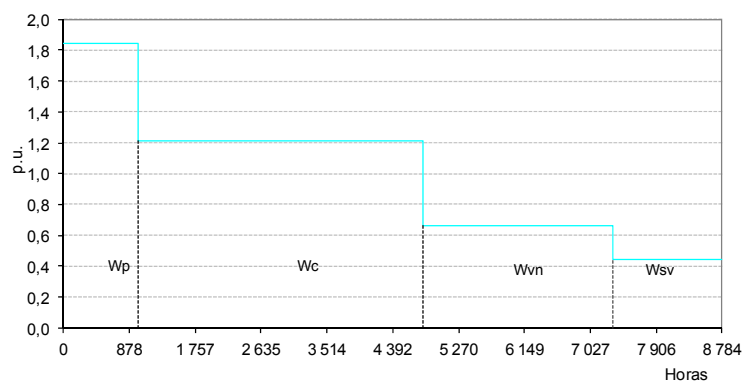
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada



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

Na Figura 9-5 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 9-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário, na RAM**



	BTN>
Potência média anual [kW]	9 338
Potência média anual por cliente [kW]	4
Consumo médio anual por cliente [kWh]	31 978

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

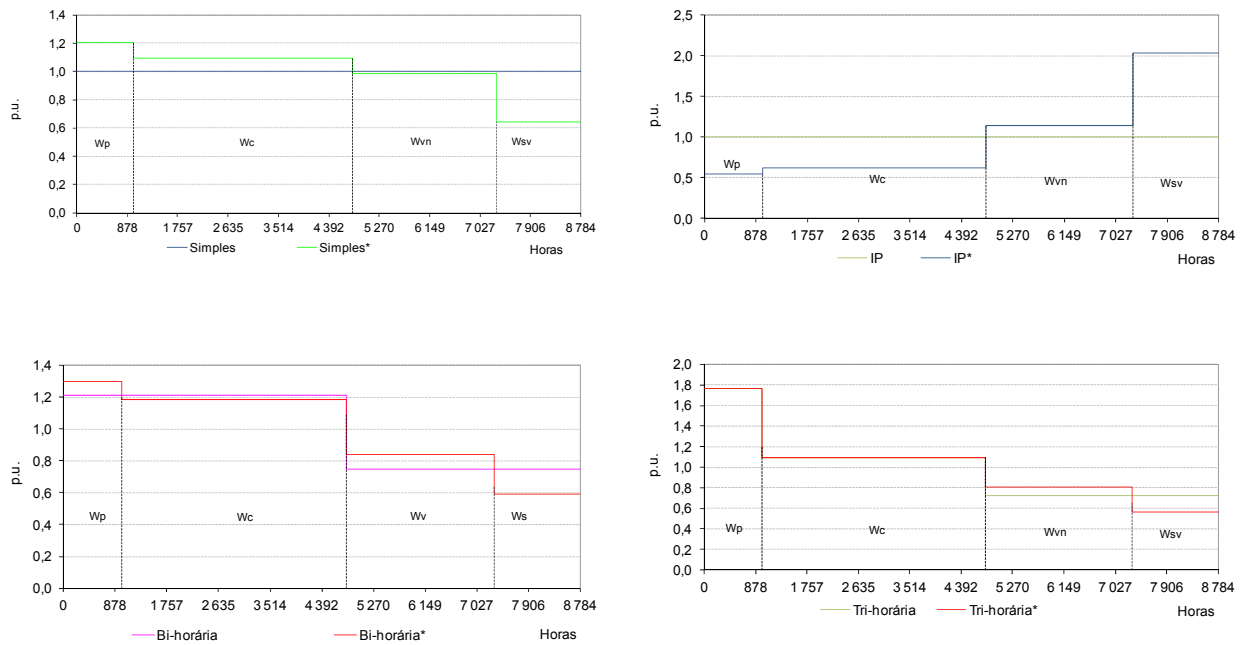
### 9.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq$ 20,7 kVA)

Na Figura 9-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN, 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.

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



	Simples	Bi-horária	Tri-horária	IP
Potência média anual [kW]	34 459	5 285	147	9 811
Potência média anual por cliente [kW]	0,28	0,62	9,96	5,57
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 491	5 438	87 525	48 932

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

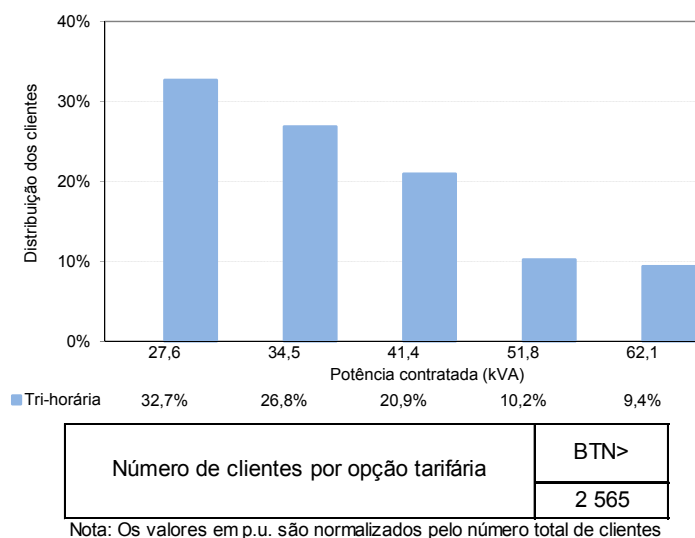
Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.2 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 10.4 para as opções tarifárias bi-horárias, no ponto 10.5 para a opção tarifária Simples e no ponto 10.6 para a IP.

Os diagramas de carga reais e estimados são coerentes na medida em que os perfis de consumo apenas são usados para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

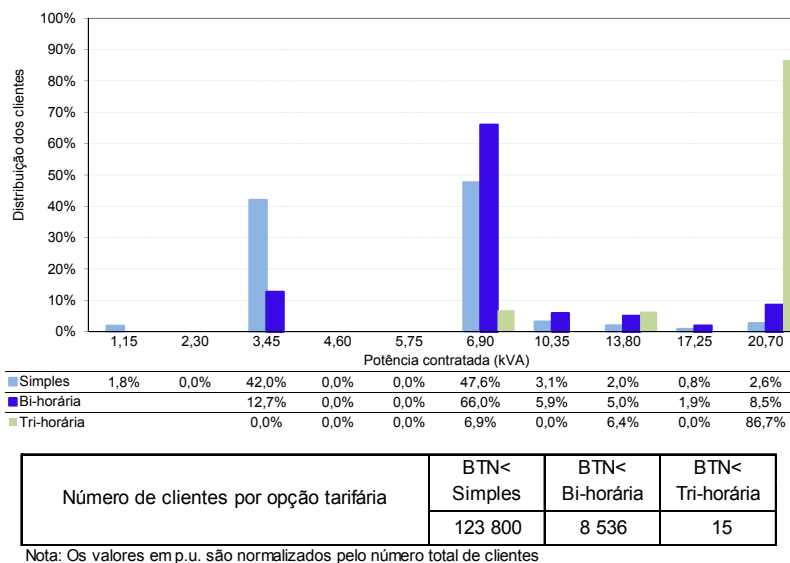
### 9.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA DA RAM EM BAIXA TENSÃO NORMAL

Na Figura 9-7 e na Figura 9-8 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 respetiva, em p.u., correspondente a este escalão, pelo número total de clientes da opção tarifária respetiva.

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



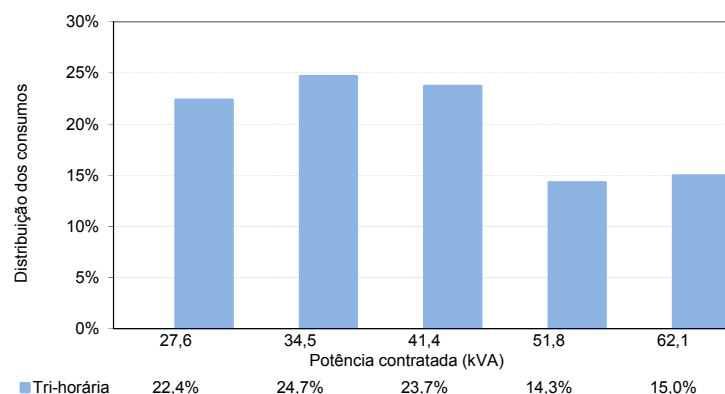
**Figura 9-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ( $\leq 20,7$  kVA), na RAM**



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 o escalão predominante é o de 20,70 kVA.

Na Figura 9-9 e na Figura 7-10 apresenta-se, em percentagem, a distribuição do consumo por escalão de potência contratada, para cada uma das opções tarifárias.

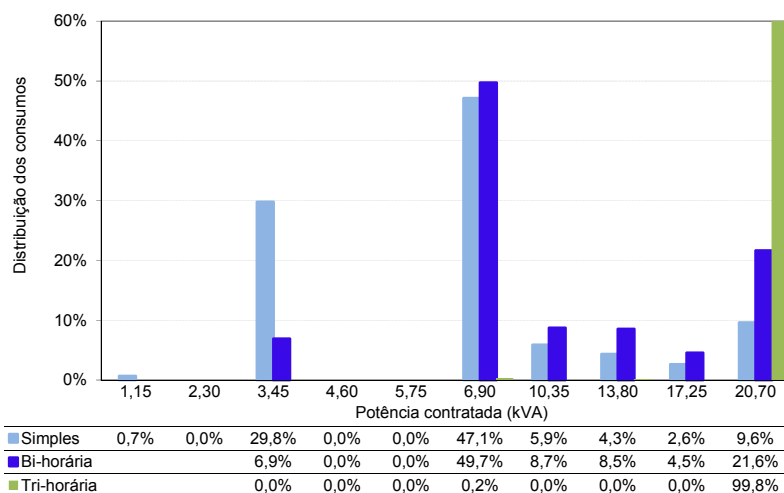
**Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM**



BTN>	
Potência média anual [kW]	9 338
Potência média anual por cliente [W]	3 640
Consumo médio anual por cliente [kWh]	31 978

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

**Figura 9-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ( $\leq 20,7$  kVA), na RAM**



		BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]		34 697	5 285	147
Potência média anual por cliente [W]		280	619	9 964
Consumo médio anual por cliente [kWh]		2 462	5 438	87 525

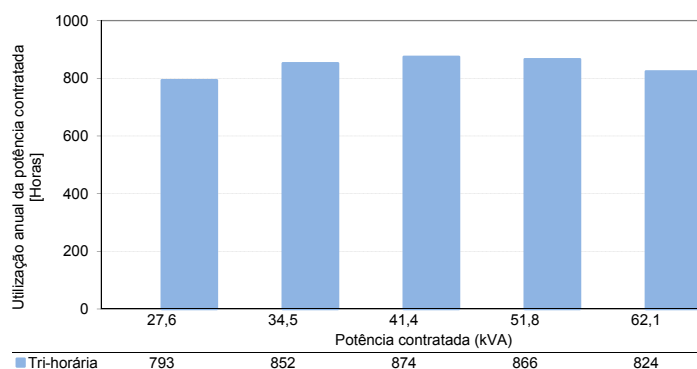
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média

Na Figura 9-11 e na Figura 9-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

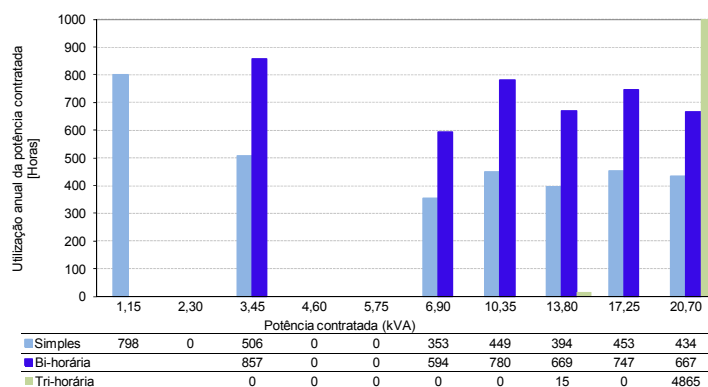
Verifica-se que, na opção Simples das tarifas de  $BTN \leq 20,7$  kVA, os clientes do escalão 1,15 kVA e 3,45 kVA são, os que apresentam a maior utilização da potência contratada. Na opção Bi-horária das tarifas de  $BTN \leq 20,7$  kVA, os clientes do escalão 3,45 kVA são, os que apresentam a maior 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 9-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária  $BTN (>20,7$  kVA), na RAM**



**Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária  $BTN (\leq 20,7$  kVA), 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.

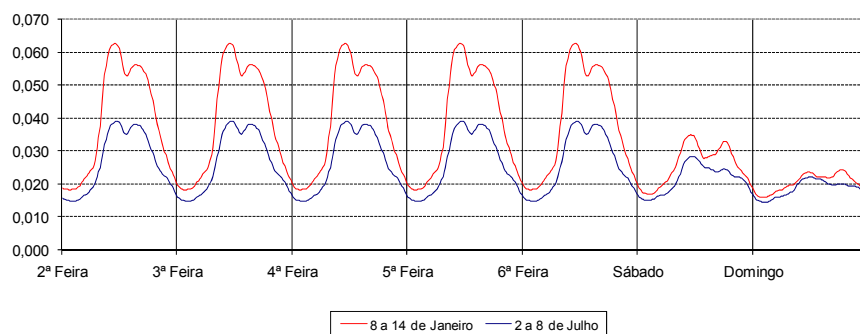
Para tal partiu-se dos trabalhos “Caracterização de consumidores e redes, Atualização dos perfis BTN para 2007” e “Definição de perfis iniciais e finais para consumidores BTE, Versão 2007” efetuados pelo INESC Porto e pelo INESC Coimbra. Estes estudos foram apresentados pela EDP Distribuição para suportar 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

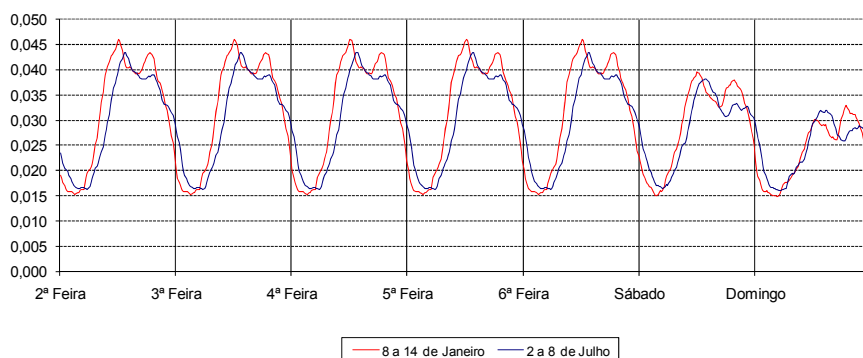
A Figura 10-1 apresenta duas semanas, considerando o período húmido e seco, do perfil para BTE. Os valores das ordenadas são valores normalizados, obtidos segundo a metodologia descrita nos referidos trabalhos de caracterização do consumo, elaborados pelo INESC Porto e INESC Coimbra.

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

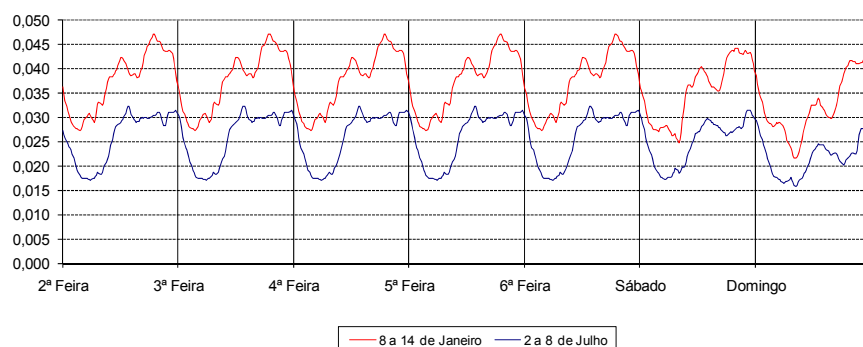


De modo análogo ao efetuado para BTE apresenta-se a Figura 10-2, Figura 10-3 e Figura 10-4 para BTN. Analisando estas figuras é possível observar as diferenças no comportamento do consumo, entre o período húmido e seco, consoante se trata dum consumo profissional (maioritariamente BTN Classe A) ou residencial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

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

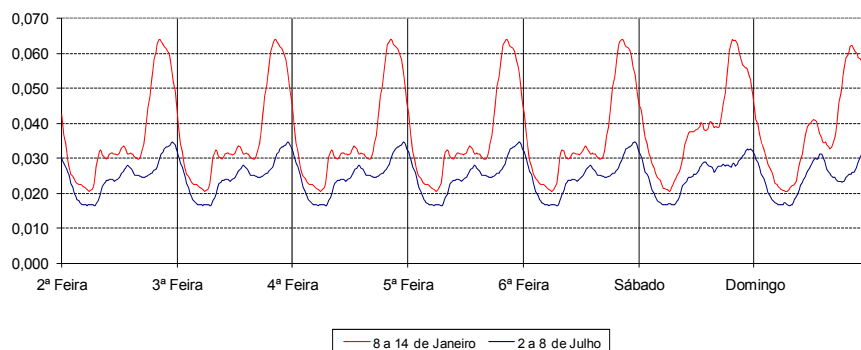


**Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2007**



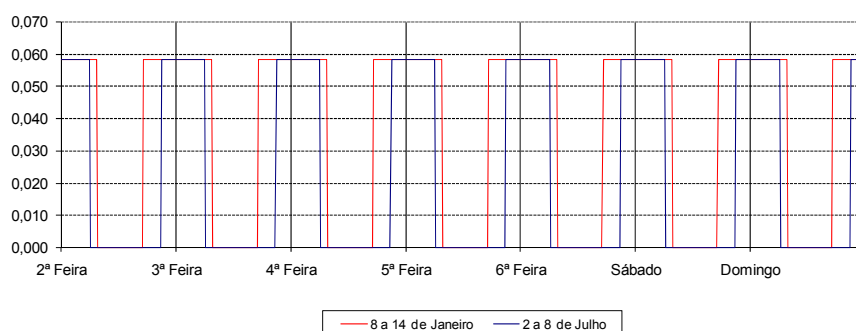


**Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2007**



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 2012, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas para o ano de 2010, 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 2012, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas para o ano de 2010, 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 2012, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2010 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 2012, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2010 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 2012, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2010, 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 respetivo 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 2012, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2010, 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 respetivo 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 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

### 11.1 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

Nos termos do n.º 7 do artigo 26.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), aprovado pelo Regulamento ERSE n.º 496/2011, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 19 de Agosto, os operadores das redes devem apresentar à ERSE propostas de valores para os fatores de ajustamento para perdas, por período tarifário, relativos às suas redes, até ao dia 15 de Junho de cada ano, devidamente justificadas.

#### 11.1.1 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL

Conforme previsto regulamentarmente, a EDP Distribuição na qualidade de operador da rede de distribuição em AT e MT, em coordenação com o operador da rede de transporte, enviou uma proposta de fatores de ajustamento para perdas, baseada numa atualização do estudo conjunto com o INESC Porto.

Face aos valores em vigor ao longo do período regulatório 2009-2011, regista-se uma tendência de redução dos valores dos fatores de ajustamento.

Com base na proposta apresentada, publicam-se os fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, a vigorar em 2012.

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

Refira-se que serão ainda publicados para 2012 perfis de perdas com discriminação de 15 minutos para aplicação às quantidades de energia das carteiras dos comercializadores. Estes perfis serão consonantes com os fatores de ajustamento para perdas agora determinados.

**Quadro 11-1 - Fatores 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
$\gamma_{AT}^h$	1,32	1,31	1,20	1,21
$\gamma_{MT}^h$	4,79	4,20	3,20	2,78
$\gamma_{BT}^h$	7,32	6,52	5,61	3,40

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

A Empresa Electricidade dos Açores (EDA) enviou à ERSE uma proposta de atualização dos valores para os fatores de ajustamento para perdas nas suas redes de transporte e distribuição para 2012.

Tal como 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 respetiva 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 fatores de ajustamento para perdas não se traduz em qualquer alteração a nível de valor final das tarifas.

À semelhança das redes de Portugal continental, importa sublinhar a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores 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 atualização dos mesmos em base anual.

Deste modo, os valores agora publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório 2012-2014. O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.



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

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

Ilha	(%)	Períodos horários (h)			
	Factor	Ponta	Cheias	Vazio	Super vazio
S. Maria	$\gamma_{MT}^h$	2,38	2,31	2,25	2,10
S. Miguel	$\gamma_{AT}^h$	0,23	0,23	0,24	0,26
	$\gamma_{MT}^h$	1,63	1,62	1,62	1,68
Terceira	$\gamma_{MT}^h$	3,03	2,93	2,45	2,15
Graciosa	$\gamma_{MT}^h$	0,36	0,35	0,32	0,28
S. Jorge	$\gamma_{MT}^h$	3,45	3,24	2,86	2,39
Pico	$\gamma_{MT}^h$	3,95	3,79	3,50	3,04
Faial	$\gamma_{MT}^h$	0,88	0,85	0,74	0,60
Flores	$\gamma_{MT}^h$	1,71	1,69	1,65	1,55
Corvo	$\gamma_{MT}^h$	1,61	1,62	1,66	1,72

### 11.1.3 FATORES 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 fatores de ajustamento para perdas nas suas redes para 2012, resultado de um estudo efetuado pela empresa para as ilhas da Madeira e de Porto Santo.

No geral, a empresa refere que não se espera uma variação do nível de perdas na ilha da madeira, para a rede MT, ao contrário das melhorias esperadas na rede AT. Já na ilha de Porto Santo a empresa refere uma transferência das perdas para níveis de tensão inferiores na rede de MT, associado à ligação de produção renovável nos níveis de tensão inferiores.

À semelhança das redes de Portugal continental, importa sublinhar a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, sublinhando contudo a necessidade de se levarem a cabo estudos de acompanhamento dos mesmos nas diferentes redes.

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 fatores de ajustamento para perdas agora propostos não se reflete no valor das tarifas a vigorar em 2012.

Deste modo, os valores agora publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório 2012-2014. O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

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

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

Ilha	(%)	Períodos horários (h)		
	Factor	Ponta	Cheias	Vazio
Madeira	$\gamma_{AT}^h$	0,39	0,35	0,25
	$\gamma_{MT}^h$	2,98	2,87	2,46
Porto Santo	$\gamma_{MT}^h$	2,13	2,14	2,16

## 12 PERÍODOS HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos nos Artigos 27.º e 34.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 elétrica em 2012

#### PORTUGAL CONTINENTAL

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

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
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
Sábado		Sábado	
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
Domingo		Domingo	
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>	
<b>De segunda-feira a sexta-feira</b>		<b>De segunda-feira a sexta-feira</b>	
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.