

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA  
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2017**

Dezembro 2016

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	<b>5</b>
2.1	Balanço de energia elétrica para o Continente .....	5
2.2	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma dos Açores .....	17
2.3	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma dos Açores .....	18
2.4	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma da Madeira .....	19
2.5	Consumos e número de consumidores de energia elétrica em Portugal .....	20
<b>3</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE</b> .....	<b>23</b>
3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	23
3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	24
<b>4</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>27</b>
4.1	Fatores de simultaneidade nas redes.....	27
4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	28
4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	29
4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	32
<b>5</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO</b> .....	<b>35</b>
5.1	Tarifa Transitória de Energia .....	35
5.2	Tarifas de Comercialização .....	36
<b>6</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS</b> .....	<b>37</b>
6.1	Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental.....	38
6.2	Caracterização do consumo nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental.....	41
6.2.1	Média Tensão.....	41
6.2.2	Baixa Tensão Especial.....	43
6.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	44
6.2.4	Baixa Tensão Normal (≤20,7 kVA).....	45
6.3	Caracterização da potência contratada em Baixa Tensão Normal .....	46
<b>7</b>	<b>PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO</b> .....	<b>51</b>
7.1	Quantidades consideradas no mercado liberalizado .....	52
7.2	Caracterização do consumo dos clientes no mercado.....	54
7.2.1	Muito Alta Tensão .....	54

7.2.2	Alta Tensão .....	55
7.2.3	Média Tensão.....	56
7.2.4	Baixa Tensão Especial.....	57
7.2.5	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	58
7.2.6	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA).....	60
<b>8</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....</b>	<b>65</b>
8.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	65
8.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	67
8.2.1	Média Tensão.....	67
8.2.2	Baixa Tensão Especial.....	69
8.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	70
8.2.4	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA).....	70
8.3	Caracterização da potência contratada da RAA em Baixa Tensão Normal .....	71
<b>9</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA.....</b>	<b>77</b>
9.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira .....	77
9.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira .....	79
9.2.1	Média Tensão.....	80
9.2.2	Baixa Tensão Especial.....	81
9.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	82
9.2.4	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA).....	82
9.3	Caracterização da potência contratada da RAM em Baixa Tensão Normal.....	83
<b>10</b>	<b>PERFIS DE CONSUMO .....</b>	<b>89</b>
10.1	Diagrama de Carga em BTE .....	91
10.2	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (>20,7 kVA) .....	91
10.3	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária ( $\leq$ 20,7 kVA) .....	92
10.4	Diagrama de Carga em BTN Bi-horária.....	93
10.5	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	93
<b>11</b>	<b>FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES.....</b>	<b>95</b>
11.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental .....	95
11.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	96
11.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira.....	97
<b>12</b>	<b>PERÍODOS HORÁRIOS.....</b>	<b>99</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia elétrica em Portugal Continental por mercado e nível de tensão .....	7
Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	11
Figura 2-3 - Número acumulado de clientes no mercado livre .....	14
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado.....	14
Figura 2-5 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão .....	15
Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2016 e 2017 .....	16
Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2016 e 2017.....	17
Figura 3-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da UGS em 2017 .....	23
Figura 3-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2017 .....	25
Figura 3-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT .....	26
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de UGS em 2017 .....	29
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2017 .....	31
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT .....	31
Figura 4-4 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URD em 2017 .....	33
Figura 4-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD .....	34
Figura 5-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa transitória de energia em 2017 .....	36
Figura 6-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária .....	42
Figura 6-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT.....	42
Figura 6-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária .....	43
Figura 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE .....	44
Figura 6-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	45
Figura 6-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	46
Figura 6-7 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA) .....	47
Figura 6-8 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	47
Figura 6-9 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA) .....	48
Figura 6-10 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	48
Figura 6-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>20,7 kVA) .....	49
Figura 6-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN≤20,7 kVA).....	49

Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário.....	54
Figura 7-2 - Potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT .....	55
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário.....	55
Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT .....	56
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário.....	56
Figura 7-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT .....	57
Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário.....	57
Figura 7-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	58
Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período tarifário .....	58
Figura 7-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA) .....	59
Figura 7-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA) .....	59
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA) .....	60
Figura 7-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária.....	61
Figura 7-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	62
Figura 7-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN<20,7 kVA).....	62
Figura 7-16 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN<20,7 kVA).....	63
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário, na RAA.....	68
Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT, na RAA .....	68
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário, na RAA .....	69
Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE, na RAA .....	69
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA .....	70
Figura 8-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA .....	71
Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA), na RAA .....	72

Figura 8-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA), na RAA .....	73
Figura 8-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAA .....	74
Figura 8-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), na RAA .....	74
Figura 8-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (>20,7 kVA), na RAA .....	75
Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), na RAA .....	75
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário, na RAM .....	80
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT, na RAM.....	80
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário, na RAM .....	81
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE, na RAM.....	81
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário, na RAM .....	82
Figura 9-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	83
Figura 9-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM.....	84
Figura 9-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), na RAM .....	84
Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM .....	85
Figura 9-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), na RAM .....	85
Figura 9-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (>20,7 kVA), na RAM .....	86
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), na RAM .....	86
Figura 10-1 - Perfil de consumo para BTE.....	90
Figura 10-2 - Perfil de consumo para BTN Classe A .....	90
Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B .....	90
Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C .....	91

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal Continental considerado no cálculo tarifário.....	5
Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores de energia elétrica em Portugal Continental.....	6
Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica em Portugal Continental.....	6
Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	10
Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental.....	11
Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental.....	12
Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	18
Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	19
Quadro 2-9 - Balanço de energia elétrica da EEM.....	20
Quadro 2-10 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal.....	21
Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte.....	23
Quadro 3-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{MAT}$ do ORT.....	24
Quadro 3-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{AT}$ do ORT.....	24
Quadro 3-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do ORT.....	25
Quadro 4-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.....	27
Quadro 4-2 - Coeficientes Potência contratada / Potência em horas de ponta de uso de redes para 2017.....	28
Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema.....	28
Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{MAT}$ .....	30
Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URT_{AT}$ .....	30
Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{AT}$ .....	32
Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{MT}$ .....	32
Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de $URD_{BT}$ .....	33
Quadro 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa transitória de energia.....	35
Quadro 5-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN.....	36
Quadro 6-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN do comercializador de último recurso.....	37
Quadro 6-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT.....	38
Quadro 6-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE.....	38
Quadro 6-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA).....	39



Quadro 6-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA) Sazonal .....	39
Quadro 6-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) .....	40
Quadro 6-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 2,3$ kVA) .....	40
Quadro 6-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 20,7$ kVA) Sazonal .....	41
Quadro 7-1 - Resumo das quantidades previstas para os clientes no mercado liberalizado .....	51
Quadro 7-2 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT .....	52
Quadro 7-3 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT .....	52
Quadro 7-4 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT .....	52
Quadro 7-5 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE .....	53
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (>20,7 kVA) .....	53
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) .....	53
Quadro 7-8 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ( $\leq 2,3$ kVA) .....	54
Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA .....	65
Quadro 8-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em MT .....	65
Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTE .....	66
Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (>20,7 kVA) Tri-horária .....	66
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) .....	66
Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ( $\leq 2,3$ kVA) .....	67
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	77
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT .....	77
Quadro 9-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE .....	78
Quadro 9-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN (>20,7 kVA) Tri-horária .....	78
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) .....	79

Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ( $\leq 2,3$ kVA).....	79
Quadro 10-1 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN .....	89
Quadro 10-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTE .....	91
Quadro 10-3 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ( $> 20,7$ kVA).....	92
Quadro 10-4 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ( $> 20,7$ kVA) .....	92
Quadro 10-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ( $\leq 20,7$ kVA).....	92
Quadro 10-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ( $\leq 20,7$ kVA).....	92
Quadro 10-7 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária .....	93
Quadro 10-8 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária.....	93
Quadro 10-9 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária.....	93
Quadro 10-10 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples .....	94
Quadro 11-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	95
Quadro 11-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	97
Quadro 11-3 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira.....	98
Quadro 12-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários .....	99
Quadro 12-2 - Ciclo diário em Portugal Continental .....	100
Quadro 12-3 - Ciclo Semanal em Portugal Continental .....	100
Quadro 12-4 - Ciclo Diário na RAA e na RAM .....	100
Quadro 12-5 - Períodos horários para as tarifas de energia elétrica em 2017 .....	102

## 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 em Portugal continental e tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), para vigorar em 2017. São também descritos os pressupostos considerados para efeitos da definição dos diagramas de carga tipo utilizados no cálculo das tarifas, de acordo com o Regulamento Tarifário.

Ao longo do documento, os clientes de comercializadores em mercado e os clientes com estatuto de agente de ofertas designar-se-ão clientes no mercado liberalizado. As entregas a estes clientes, conjuntamente com as entregas aos clientes da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (Portugal continental) e da tarifa de Venda a Clientes Finais (Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira) condicionam o cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição e por consequência das tarifas de Acesso às Redes.

Na procura dos comercializadores de último recurso em Portugal continental considerou-se que as tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais foram extintas a 1 de janeiro de 2013, nos termos do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, passando-se a aplicar tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

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.
- No capítulo 6 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais 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.

Da informação apresentada neste documento de “Caracterização da Procura de energia elétrica em 2017” importa realçar os seguintes aspetos:

- a) A ERSE estima que para o ano de 2016 os fornecimentos a clientes cresçam apenas cerca de 0,6% face ao ocorrido no ano de 2015, a que corresponderá uma subida de 0,5% no consumo referido à emissão, com a diferença de crescimento entre os dois referenciais a justificar-se pela redução da taxa de perdas nas redes de distribuição. No referencial da emissão a estimativa da ERSE encontra-se em linha com a da REN (dezembro 2016, +0,6%) e a da EDP (junho 2016, +0,5%). Para 2017, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será superior ao estimado para 2016, prevendo um crescimento de 1,5%, a que corresponderá um acréscimo de 1,3% no referencial da emissão, atingindo 49,8 TWh. Esta previsão é mais otimista que as previsões efetuadas pela REN e pela EDP em junho, que apontam para uma estagnação do consumo referido à emissão na ordem de 49,3 TWh.
- b) Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2015, cerca de 4 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento superior a 38% face a 2014. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, cujo ritmo de crescimento tem vindo a aumentar. Os restantes segmentos de nível de tensão já estão, na sua maioria, no mercado livre.
- c) O quadro evolutivo do número de clientes no mercado livre aponta para um valor médio global de cerca de 4,6 milhões clientes em 2016 e cerca de 5 milhões em 2017. No que respeita às estimativas de consumo para 2016 e 2017, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 91% e 93% do consumo total. Em 2016, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual dos clientes de maior consumo individual devido, por um lado, à extinção das tarifas para todos os clientes, ainda que o prazo para a extinção das tarifas transitórias para clientes em baixa tensão tenha sido alargado até 2020, e, por outro, pela diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado. Este facto contribuiu para a intensificação do ritmo de entrada dos clientes em BTN no mercado livre desde o final de 2012, sendo expectável, neste segmento de clientes, a continuação de uma redução do consumo de forma progressiva e acentuada em mercado regulado.
- d) Verifica-se uma evolução estável dos diagramas de carga visível na tipificação de quantidades para os vários tipos de fornecimento.

- e) A tarifa Bi-horária tem um peso bastante significativo no total dos consumos em BTN, representando um valor de 18,9% em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 3,4% e 10,5%, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respetivamente.
- f) Na Região Autónoma dos Açores o peso da tarifa Tri-horária, no total dos consumos em BTN, é muito significativo (35,6%) e superior aos correspondentes valores em Portugal continental e na Região Autónoma da Madeira.
- g) São adotados os fatores de perdas registados em 2015. Nos anos 2016 e 2017 são adotados os valores previstos pelas empresas de distribuição e transporte de eletricidade.
- h) São mantidos os períodos horários atualmente em vigor.



## 2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo justificam-se os pressupostos considerados pela ERSE na definição do balanço de energia elétrica que suporta o cálculo das tarifas de energia elétrica para o ano de 2017, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. As quantidades globais assumidas têm como base a informação previsional enviada pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão, às quotas de consumo do mercado liberalizado e ao nível de perdas nas redes. Adicionalmente, a ERSE realizou análises aos dados mais recentes do consumo de energia elétrica, do mercado liberalizado e aos indicadores sociais e económicos com impacto na procura de energia elétrica, de modo a complementar e atualizar as suas previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo tarifário de 2017.

### 2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONTINENTE

#### SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Na presente secção justifica-se a evolução das variáveis físicas que afetam a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para 2017. O Quadro 2-1 apresenta a variação das quantidades consideradas para tarifas 2017 face aos valores do ano anterior.

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

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2016	Tarifas 2017	$\Delta\%$ T2017 / T2016
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>45 054</b>	<b>45 231</b>	<b>0,4%</b>
MAT	2 168	2 233	3,0%
AT	7 101	6 898	-2,9%
MT	14 422	14 677	1,8%
BTE	3 317	3 309	-0,2%
BTN	18 046	18 113	0,4%

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

Os valores reais até 2015, as estimativas para 2016 e as previsões para 2017 do número de consumidores e dos respetivos consumos, desagregados por mercado regulado e mercado livre, são sintetizados no Quadro 2-2 e no Quadro 2-3, respetivamente.

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

	Número médio de consumidores									
	2014 real	2015 real	Δ%	Tarifas 2016	2016 <sup>E</sup>	Δ% 2016 <sup>E</sup> / T2016	Δ% 2016 <sup>E</sup> / 2015 real	Tarifas 2017	Δ% T2017 / 2015 real	Δ% T2017 / T2016
<b>N.º de consumidores no CUR</b>	<b>3 163 483</b>	<b>2 125 324</b>	<b>-32,8%</b>	<b>1 103 063</b>	<b>1 521 512</b>	<b>37,9%</b>	<b>-28,4%</b>	<b>1 182 757</b>	<b>-44,3%</b>	<b>7,2%</b>
MAT	0	0	-	0	0	-	-	0	-	-
AT	9	6	-33,3%	0	4	-	-38,8%	4	-32,2%	-
MT	2 422	1 603	-33,8%	834	1 032	23,8%	-35,6%	548	-65,8%	-34,3%
BTE	5 203	3 428	-34,1%	1 976	2 351	19,0%	-31,4%	1 411	-58,8%	-28,6%
BTN	3 155 849	2 120 288	-32,8%	1 100 253	1 518 125	38,0%	-28,4%	1 180 793	-44,3%	7,3%
<b>N.º de consumidores no ML</b>	<b>2 915 878</b>	<b>3 969 622</b>	<b>36,1%</b>	<b>4 998 484</b>	<b>4 596 552</b>	<b>-8,0%</b>	<b>15,8%</b>	<b>4 958 337</b>	<b>24,9%</b>	<b>-0,8%</b>
MAT	67	70	4,5%	69	73	5,1%	3,6%	74	5,7%	7,2%
AT	277	288	4,0%	296	295	-0,1%	2,5%	300	4,1%	1,4%
MT	21 199	22 227	4,8%	23 228	23 054	-0,8%	3,7%	23 785	7,0%	2,4%
BTE	28 515	30 768	7,9%	32 006	32 343	1,1%	5,1%	33 697	9,5%	5,3%
BTN	2 865 820	3 916 269	36,7%	4 942 886	4 540 788	-8,1%	15,9%	4 900 481	25,1%	-0,9%
<b>N.º de consumidores CUR + ML</b>	<b>6 079 361</b>	<b>6 094 946</b>	<b>0,3%</b>	<b>6 101 547</b>	<b>6 118 064</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,4%</b>	<b>6 141 094</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,6%</b>
MAT	67	70	4,5%	69	73	5,1%	3,6%	74	5,7%	7,2%
AT	286	294	2,8%	296	299	1,1%	1,7%	304	3,4%	2,8%
MT	23 621	23 830	0,9%	24 062	24 086	0,1%	1,1%	24 333	2,1%	1,1%
BTE	33 718	34 196	1,4%	33 982	34 694	2,1%	1,5%	35 109	2,7%	3,3%
BTN	6 021 669	6 036 557	0,2%	6 043 139	6 058 913	0,3%	0,4%	6 081 275	0,7%	0,6%
<b>Quotas do ML</b>	<b>48,0%</b>	<b>65,1%</b>		<b>81,9%</b>	<b>75,1%</b>			<b>80,7%</b>		
MAT	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%			100,0%		
AT	96,9%	98,0%		100,0%	98,8%			98,7%		
MT	89,7%	93,3%		96,5%	95,7%			97,7%		
BTE	84,6%	90,0%		94,2%	93,2%			96,0%		
BTN	47,6%	64,9%		81,8%	74,9%			80,6%		

**Nota:** As duas centrais com CAE (Tejo Energia e Turbogás) passaram a ter um contrato de fornecimento de energia elétrica com o CUR a partir de 2015, de acordo com determinação da ERSE. Apesar destas centrais estarem ligadas fisicamente no nível de MAT, na procura considerada para efeitos tarifários estes dois clientes estão afetos ao nível de AT, por serem faturados com as tarifas transitórias de venda a clientes finais em AT. Este facto originou a estagnação que se observa na quota de clientes em AT no mercado liberalizado entre 2016E e T2017.

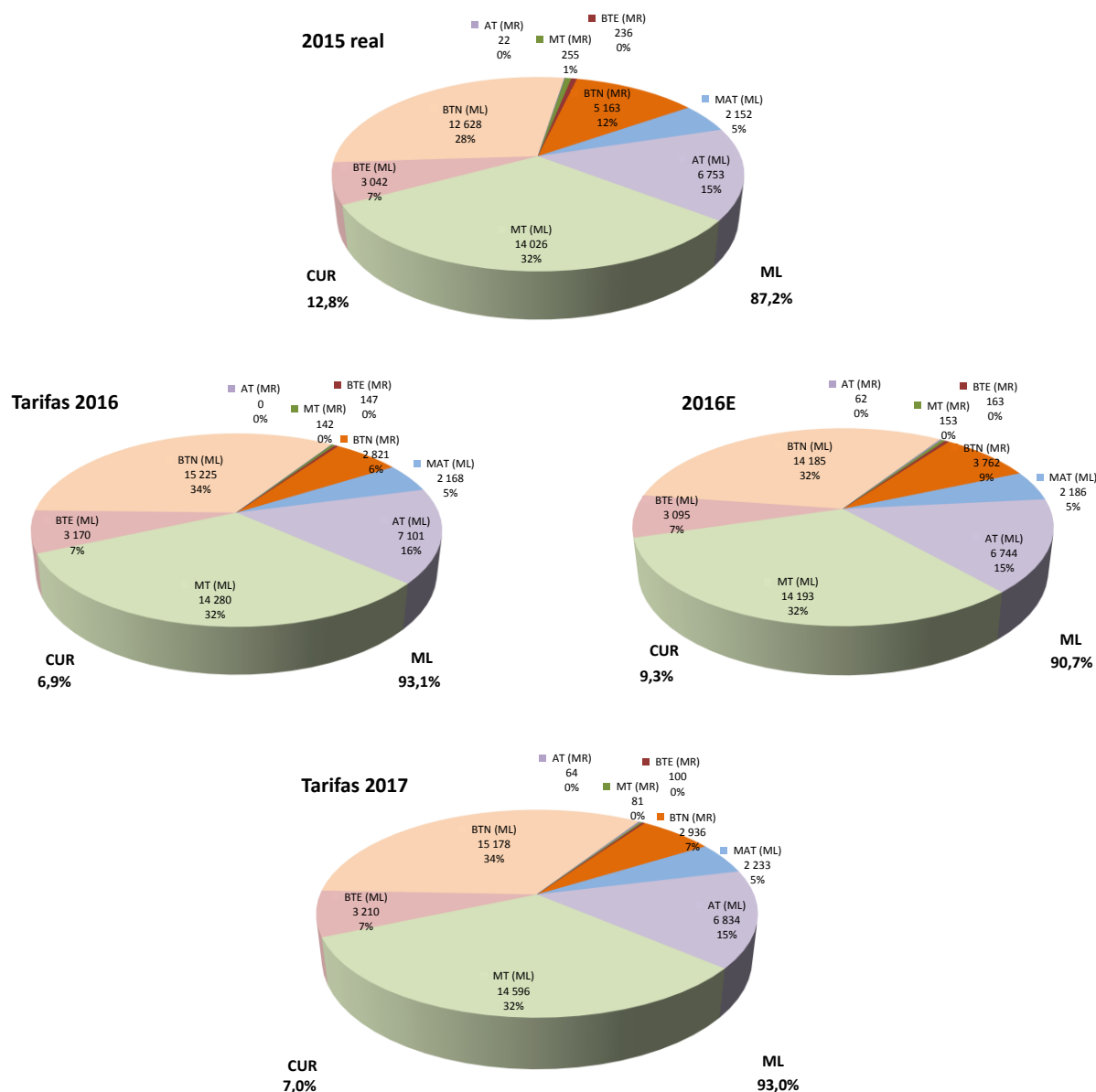
**Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica em Portugal Continental**

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)									
	2014 real	2015 real	Δ%	Tarifas 2016	2016 <sup>E</sup>	Δ% 2016 <sup>E</sup> / T2016	Δ% 2016 <sup>E</sup> / 2015 real	Tarifas 2017	Δ% T2017 / 2015 real	Δ% T2017 / T2016
<b>Fornecimentos CUR</b>	<b>9 247</b>	<b>5 675</b>	<b>-38,6%</b>	<b>3 110</b>	<b>4 140</b>	<b>33,1%</b>	<b>-27,1%</b>	<b>3 180</b>	<b>-44,0%</b>	<b>2,3%</b>
MAT	0	0	-	0	0	-	-	0	-	-
AT	4	22	467,8%	0	62	-	186,3%	64	195,7%	-
MT	423	255	-39,8%	142	153	8,3%	-39,7%	81	-68,3%	-43,0%
BTE	349	236	-32,4%	147	163	10,7%	-31,0%	100	-57,8%	-32,2%
BTN	8 472	5 163	-39,1%	2 821	3 762	33,4%	-27,1%	2 936	-43,1%	4,1%
<b>Fornecimentos ML</b>	<b>34 561</b>	<b>38 602</b>	<b>11,7%</b>	<b>41 944</b>	<b>40 403</b>	<b>-3,7%</b>	<b>4,7%</b>	<b>42 051</b>	<b>8,9%</b>	<b>0,3%</b>
MAT	2 113	2 152	1,9%	2 168	2 186	0,8%	1,6%	2 233	3,7%	3,0%
AT	6 791	6 753	-0,6%	7 101	6 744	-5,0%	-0,1%	6 834	1,2%	-3,8%
MT	13 512	14 026	3,8%	14 280	14 193	-0,6%	1,2%	14 596	4,1%	2,2%
BTE	2 859	3 042	6,4%	3 170	3 095	-2,4%	1,8%	3 210	5,5%	1,2%
BTN	9 285	12 628	36,0%	15 225	14 185	-6,8%	12,3%	15 178	20,2%	-0,3%
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>43 808</b>	<b>44 277</b>	<b>1,1%</b>	<b>45 054</b>	<b>44 543</b>	<b>-1,1%</b>	<b>0,6%</b>	<b>45 231</b>	<b>2,2%</b>	<b>0,4%</b>
MAT	2 113	2 152	1,9%	2 168	2 186	0,8%	1,6%	2 233	3,7%	3,0%
AT	6 795	6 775	-0,3%	7 101	6 806	-4,2%	0,5%	6 898	1,8%	-2,9%
MT	13 935	14 281	2,5%	14 422	14 347	-0,5%	0,5%	14 677	2,8%	1,8%
BTE	3 208	3 278	2,2%	3 317	3 258	-1,8%	-0,6%	3 309	1,0%	-0,2%
BTN	17 757	17 791	0,2%	18 046	17 946	-0,6%	0,9%	18 113	1,8%	0,4%
<b>Quotas do ML (média ano)</b>	<b>78,9%</b>	<b>87,2%</b>		<b>93,1%</b>	<b>90,7%</b>			<b>93,0%</b>		
MAT	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%			100,0%		
AT	99,9%	99,7%		100,0%	99,1%			99,1%		
MT	97,0%	98,2%		99,0%	98,9%			99,4%		
BTE	89,1%	92,8%		95,6%	95,0%			97,0%		
BTN	52,3%	71,0%		84,4%	79,0%			83,8%		



A figura seguinte apresenta a estrutura dos consumos de energia eléctrica de Portugal continental, desagregados por nível de tensão e por mercado, comparando o ocorrido em 2015 com as estimativas para 2016 e as previsões para 2017.

**Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia eléctrica em Portugal Continental por mercado e nível de tensão**



**PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS**

De acordo com o prazo regulamentar estabelecido, em junho de 2016 a REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal enviaram as melhores estimativas de consumo e do número de consumidores

para 2016 e as previsões para o ano de 2017. Na sequência da análise à informação enviada pelas empresas, verificou-se que existem diferenças pouco significativas no consumo referido à emissão<sup>1</sup>, com uma evolução da ordem de 0,5% em 2016, seguida de uma quase estagnação em 2017 (ver Quadro 2-4 e a Figura 2-2). Na previsão de procura mais recente disponibilizada pela REN<sup>2</sup>, que incorpora dados reais até novembro de 2016, observa-se um ligeiro acréscimo dos valores previstos para o ano de 2016 para 0,6%.

Conjugando a análise da informação das empresas com a evolução mais recente de outros indicadores económicos, além do consumo de energia elétrica, a ERSE considerou os seguintes pressupostos na definição da procura de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2017:

- Fornecimentos totais a clientes de 44 543 GWh para 2016, que corresponde a um crescimento de 0,6% face ao ocorrido em 2015, e de 45 231 GWh para 2017, que se situa 1,5% acima da estimativa de 2016.
- A estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão de 2016 e 2017 corresponde à estrutura dos fornecimentos por nível de tensão apresentada pela EDP Distribuição para esses anos.
- Adoção em 2016 e 2017 da taxa de perdas nas redes de distribuição<sup>3</sup> apresentada pela EDP Distribuição para esses anos, respetivamente de 9,47% e 9,17%.
- Taxa de perdas da rede de transporte<sup>4</sup> de 1,34% em 2016 e em 2017, igual ao valor real ocorrido em 2015.
- Consumo referido à emissão, obtido através da conjugação dos pressupostos anteriores, de 49 230 GWh para 2016, que corresponde a um crescimento de 0,6%, e de 49 857 GWh para 2016, que se situa 1,3% acima da estimativa de 2016.
- Adoção em 2016 e 2017 do número total de consumidores por nível de tensão previsto pela EDP Distribuição.
- Estimativa das quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão para 2016 e 2017, em consonância com os dados reais mais recentes do ano 2016 e com o quadro

---

<sup>1</sup> Os valores da energia entrada na rede de distribuição previstos pela EDP Distribuição são convertidos para o referencial da emissão por acréscimo dos consumos próprios da REN e tendo em conta as taxas de perdas na rede de transporte previstas pela REN.

<sup>2</sup> REN, "Previsão do consumo de energia elétrica – Dezembro 2016"

<sup>3</sup> A taxa de perdas nas redes de distribuição apresentada corresponde ao quociente das perdas na rede de distribuição (em GWh) pelos fornecimentos a clientes finais em todos os níveis de tensão, excluindo MAT.

<sup>4</sup> A taxa de perdas na rede de transporte apresentada corresponde ao quociente das perdas na rede de transporte (em GWh) pelo consumo referido à emissão.

legal em vigor para a extinção das tarifas transitórias para fornecimento de eletricidade a clientes finais.

- Previsão dos fornecimentos e número de consumidores do CUR e dos comercializadores do mercado livre por nível de tensão nos anos de 2016 e 2017, através da aplicação das quotas de mercado aos fornecimentos totais e ao número total de consumidores.

O balanço de energia elétrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas do ano de 2017 é apresentado no Quadro 2-4, no Quadro 2-5 e no Quadro 2-6.

### CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa, do Banco de Portugal<sup>5</sup> e do FMI<sup>6</sup>, sugerem uma evolução moderada da economia portuguesa em 2016 e 2017. As previsões macroeconómicas destas instituições apontam para um abrandamento em 2016 face ao ocorrido em 2015, e inferior ao projetado para a área do Euro pelo Banco Central Europeu<sup>7</sup>. Contudo, para 2017, o Banco de Portugal (BP) e o FMI esperam uma ligeira aceleração do ritmo de crescimento, face às projeções de 2016.

Para o ano de 2016 espera-se que ocorra um abrandamento acentuado das Exportações (média de 3,2% das previsões do BP, FMI, OECD e Comissão Europeia, face a 5,2% verificado em 2015) e uma quebra do Investimento (-0,7% face a 4,2% verificado em 2015), o qual se relaciona diretamente com a quebra das economias de Angola e do Brasil. Para 2017, o Banco de Portugal projeta uma nova retoma, de 4,7% nas Exportações e de 4,3% no Investimento, que deverá ter reflexo num maior acréscimo do consumo de energia elétrica previsto para 2017, comparativamente com o estimado para 2016, em particular nos níveis de tensão mais elevados (MAT, AT e MT).

No que respeita à procura interna, as projeções do Banco de Portugal apontam para um abrandamento em 2016 e 2017 face ao observado em 2015, embora com tendência de crescimento que poderá contribuir para um ligeiro acréscimo do consumo de eletricidade na Baixa Tensão (BT). Contudo, a este fator económico sobrepõem-se atualmente alguns fatores estruturais, que se têm vindo a consolidar nos últimos anos, quer no sentido do acréscimo do consumo, como seja o aumento da eletrificação da sociedade (bombas de calor para aquecimento, veículos elétricos), quer no sentido do seu decréscimo, como seja o aumento da eficiência energética e o aumento do autoconsumo, cujo efeito agregado é de

---

<sup>5</sup> Banco de Portugal, Boletim Económico – junho de 2016, Boletim Económico – outubro de 2016.

<sup>6</sup> Portugal: 2016 Article IV Consultation, Country Report No. 16/300, Set. 2016; IMF World Economic Outlook (WEO), October 2016.

<sup>7</sup> Projeções macroeconómicas para a área do euro do Banco Central Europeu, setembro de 2016.

difícil previsão. Ainda assim, perspetiva-se um ligeiro crescimento do consumo no segmento de consumidores ligados em BT.

Finalmente, apesar dos sinais e indicadores económicos mais recentes apontarem para um abrandamento do crescimento económico em Portugal e na Europa, mantém-se uma tendência de evolução positiva da economia, designadamente a partir de 2017, que foi incorporada na previsão do consumo de energia elétrica da ERSE para o cálculo tarifário. No entanto, persistem sinais de alguma incerteza nas previsões macroeconómicas que poderão alterar as tendências referidas e consequentemente a evolução do consumo projetada até 2017.

Neste contexto, a ERSE estima que para o ano de 2016 os fornecimentos a clientes cresçam apenas cerca de 0,6% face ao ocorrido no ano de 2015, a que corresponderá uma subida de 0,5% no consumo referido à emissão, com a diferença de crescimento entre os dois referenciais a justificar-se pela redução da taxa de perdas nas redes de distribuição. No referencial da emissão a estimativa da ERSE encontra-se em linha com a da REN (dezembro 2016, +0,6%) e a da EDP (junho 2016, +0,5%). Para 2017, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será superior ao estimado para 2016, prevendo um crescimento de 1,5%, a que corresponderá um acréscimo de 1,3% no referencial da emissão, atingindo 49,8TWh. Esta previsão é mais otimista que as previsões efetuadas pela REN e pela EDP em junho, que apontam para uma estagnação do consumo referido à emissão na ordem de 49,3TWh.

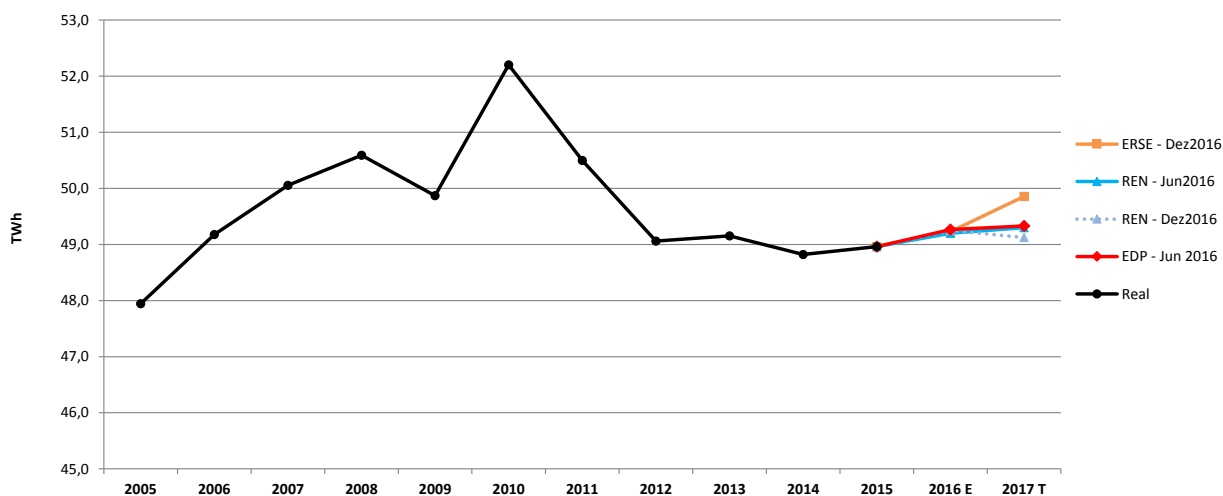
O Quadro 2-4 e a Figura 2-2 sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da EDP Distribuição.

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

	2013 GWh	2014 GWh	2013 / 2014 %	2015 GWh	2014 / 2015 %	2016 GWh	2015 / 2016 %	2017 GWh	2016 / 2017 %
<b>Real</b>	49 152	48 822	-0,7%	48 961	0,3%				
<b>Previsões período regulatório 2015-2017</b>				<b>Período regulatório 2015-2017</b>					
REN - Junho 2014				48 814	0,0%	49 184	0,8%	49 796	1,2%
EDP Distribuição - Junho 2014 [1]				49 582	1,6%	50 469	1,8%	52 224	3,5%
<b>Previsões para Tarifas 2017</b>									
REN - Junho 2016						49 200	0,5%	49 300	0,2%
EDP Dist - Junho 2016 [1]						49 266	0,6%	49 331	0,1%
REN - previsões mensais dezembro 2016						49 251	0,6%	49 124	-0,3%
<b>ERSE</b>						<b>49 230</b>	<b>0,5%</b>	<b>49 857</b>	<b>1,3%</b>

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

Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



O Quadro 2-5 resume as estimativas para 2016 e as previsões para 2017 das entregas de eletricidade por nível de tensão a clientes ligados à rede pública, que foram considerados pela ERSE no cálculo tarifário de 2017, bem como os valores correspondentes perspetivados pela EDP Distribuição.

Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP D junho 2016		ERSE Tarifas 2017		Diferenças ERSE - EDP D	
	2014	2015	2016	2017	2016	2017	2016	2017
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>48 110</b>	<b>48 392</b>	<b>48 389</b>	<b>48 581</b>	<b>48 555</b>	<b>49 174</b>	<b>166</b>	<b>593</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 302 10,32%	4 116 9,77%	3 997 9,47%	3 896 9,17%	4 012 9,47%	3 943 9,17%	15	48
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO</b>	<b>43 808</b>	<b>44 277</b>	<b>44 391</b>	<b>44 685</b>	<b>44 543</b>	<b>45 231</b>	<b>152</b>	<b>546</b>
(Variação média anual)	-0,1%	1,1%	0,3%	0,7%	0,6%	1,5%		
BT (Variação média anual)	20 965 -1,7%	21 069 0,5%	21 132 0,3%	21 164 0,2%	21 205 0,6%	21 423 1,0%	72	258
MT (Variação média anual)	13 935 1,0%	14 281 2,5%	14 298 0,1%	14 500 1,4%	14 347 0,5%	14 677 2,3%	49	177
AT (Variação média anual)	6 795 2,2%	6 775 -0,3%	6 783 0,1%	6 815 0,5%	6 806 0,5%	6 898 1,4%	23	83
MAT (Variação média anual)	2 113 0,8%	2 152 1,9%	2 178 1,2%	2 206 1,3%	2 186 1,6%	2 233 2,1%	7	27

O quadro seguinte resume as aquisições do CUR consideradas pela ERSE no cálculo tarifário de 2017 e os valores homólogos da EDP SU.

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

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP SU junho 2016		ERSE Tarifas 2017		Diferenças ERSE - EDP SU	
	2014	2015	2016	2017	2016	2017	2016	2017
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-10 969	-13 851	-17 367	-17 710	-16 577	-17 887	789	-176
+ Produção em regime especial	21 866	20 457	22 172	21 555	21 363	21 555	-810	0
- Perdas na rede de Distribuição	1 475	842	638	501	581	439	-57	-61
(perdas/fornecimentos)	15,96%	14,84%	15,32%	14,97%	14,04%	13,81%		
- Perdas na rede de Transporte	175	89	0	0	64	49	64	49
(perdas/fornecimentos)	1,9%	1,6%	0,0%	0,0%	1,6%	1,6%		
<b>Total das aquisições</b>	<b>10 898</b>	<b>6 606</b>	<b>4 806</b>	<b>3 845</b>	<b>4 785</b>	<b>3 669</b>	<b>-21</b>	<b>-176</b>

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

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

A partir dessa data e até final de 2020, vão vigorar tarifas transitórias para os clientes finais em baixa tensão, publicadas pela ERSE, não podendo a evolução previsional do mercado livre deixar de considerar este facto.

A projeção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o ano de 2017 tem ainda em consideração a seguinte informação:

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

Assim, considerando a evolução histórica do mercado livre, o alargamento do período para a extinção de tarifas reguladas para os clientes de energia elétrica em baixa tensão e a evolução previsional quer do número de clientes, quer do consumo realizado em mercado livre que aqui se apresenta, parte dos seguintes pressupostos:

- 
- A total passagem a mercado livre dos clientes em AT deverá desenrolar-se até ao final de 2017;
  - Os clientes em MT e BTE ainda abastecidos no mercado regulado deverão migrar gradualmente para o mercado livre ao longo do restante ano de 2016 e ainda durante o ano de 2017;
  - A passagem de clientes em BTN para mercado livre será relativamente linear durante o resto de 2016 e ainda durante 2017.

Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2015, cerca de 4 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento superior a 38% face a 2014. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, cujo ritmo de crescimento tem vindo a aumentar. Os restantes segmentos de nível de tensão já estão, na sua maioria, no mercado livre.

No final de 2015 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado<sup>8</sup> próximo dos 38 TWh, valor cerca de 11% superior ao observado em 2014 e o mais elevado da série histórica de consumos anualizados no mercado livre.

No final do mês de junho de 2016, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 4.581.757, representando o seu consumo cerca de 90,6% do consumo total.

A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2010, já deduzido do número de clientes que mudaram para o comercializador regulado enquanto a migração para o mercado regulado foi possível, consta da Figura 2-3. Por outro lado, a Figura 2-4 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado livre, desde 2010, de forma cumulativa ao consumo no mercado regulado.

---

<sup>8</sup> Consumo anualizado corresponde ao valor de consumo que o número de consumidores em mercado livre verificaria no período de um ano.

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

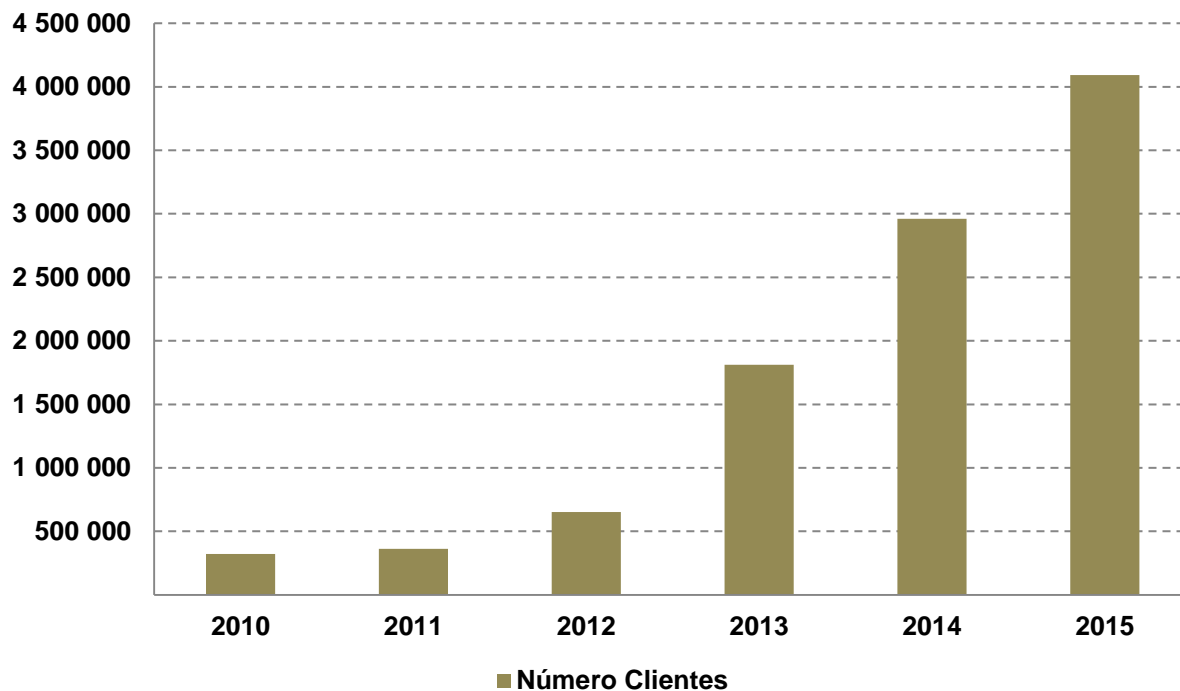
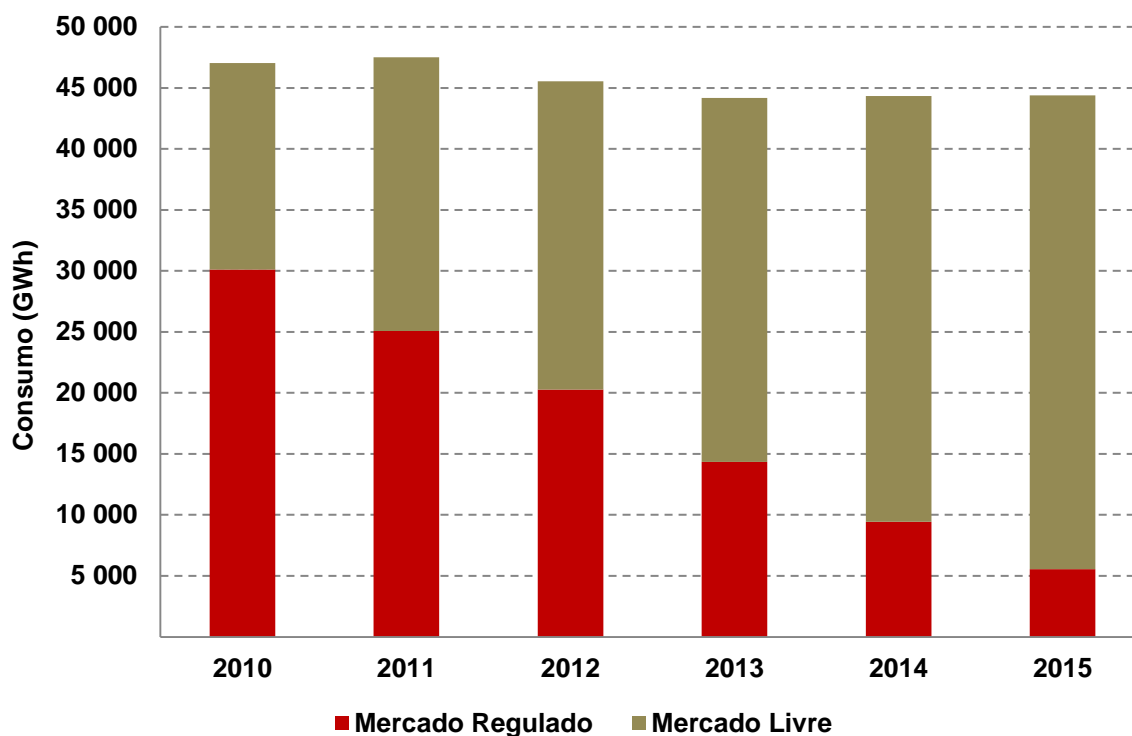


Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado

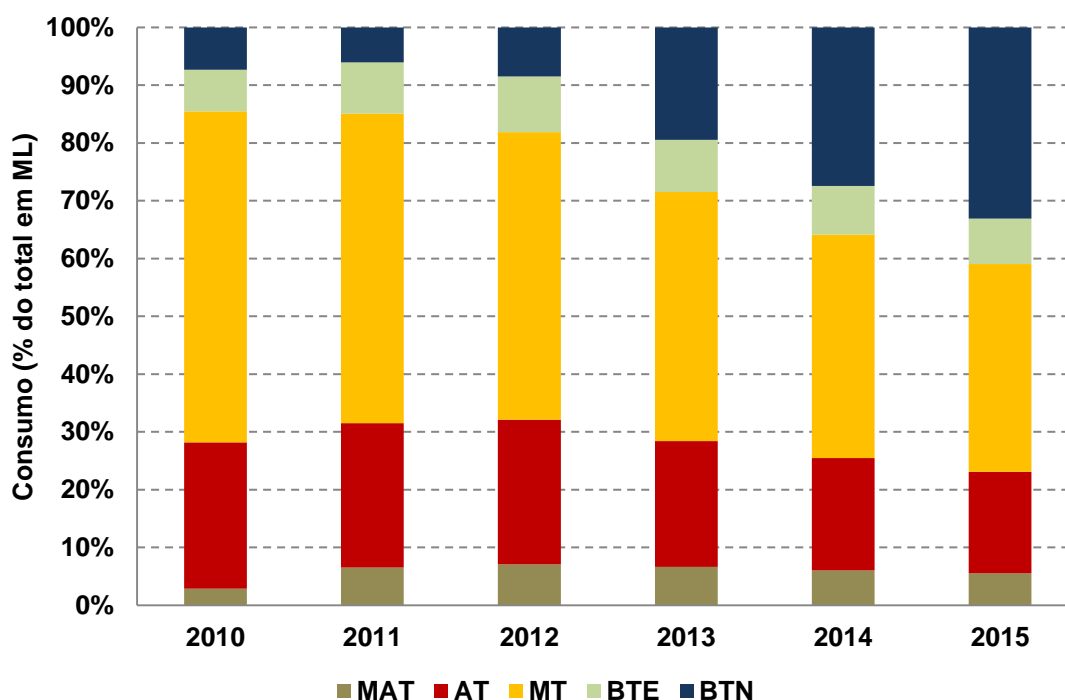




A evolução do número de clientes em mercado livre é notoriamente influenciada pela extinção das tarifas. Apesar dos clientes em BTN representarem, em número, a esmagadora maioria dos clientes em mercado livre, os restantes clientes, que representam um peso maior em termos de consumo, aumentaram de forma bem mais significativa neste mercado nestes últimos anos.

Por seu lado, a estrutura do consumo atribuído a mercado livre, apresentada na Figura 2-5, demonstra que não houve alterações muito significativas até 2012, com a parte substancial dos consumos a ser atribuível a clientes de AT e MT. Todavia, com a extinção das tarifas para clientes BTN, é notória, a partir de 2013, a intensificação da migração para mercado de clientes em BTN, facto que vem determinar uma alteração da estrutura do consumo do mercado livre quando caracterizada por nível de tensão.

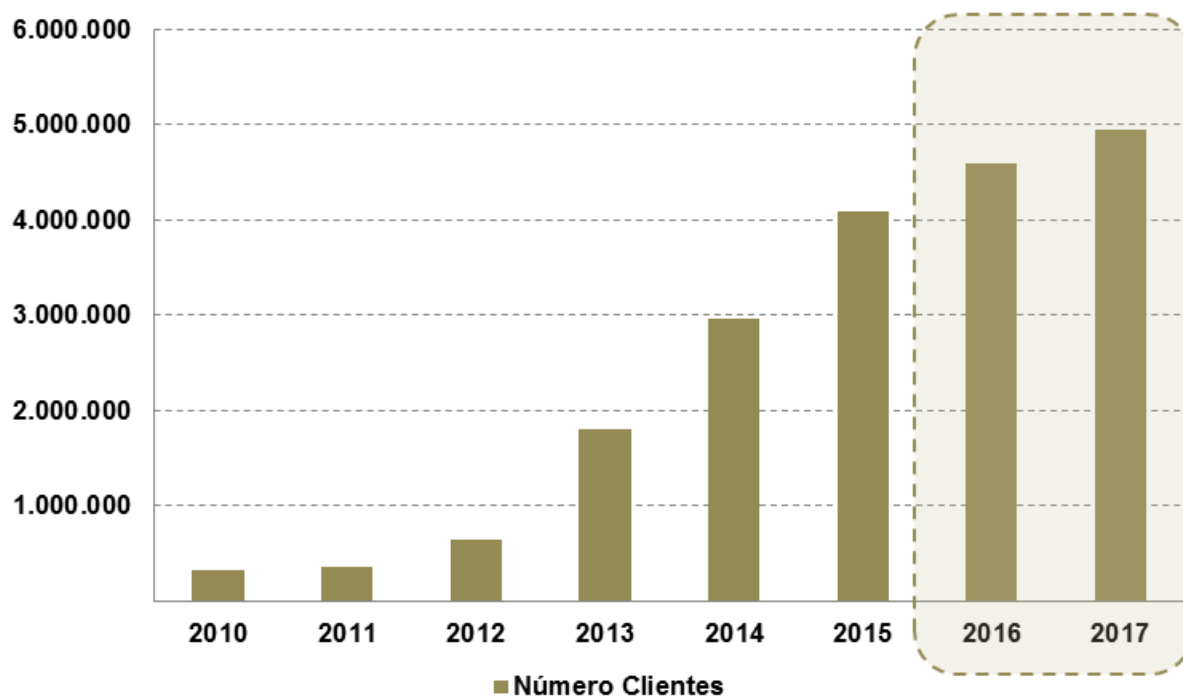
**Figura 2-5 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão**



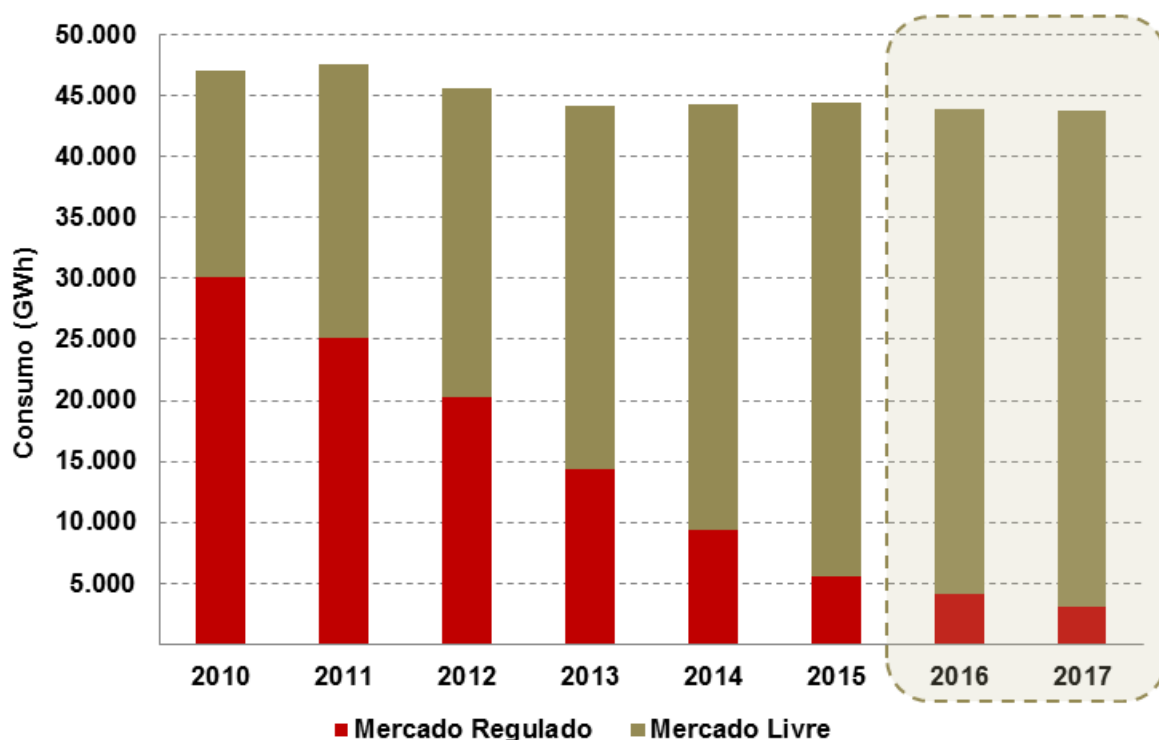
Deste quadro evolutivo, resulta a estimativa de número e consumo de clientes em mercado livre que constam da Figura 2-6 e da Figura 2-7. O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor médio global de cerca de 4,6 milhões clientes em 2016 e cerca de 5 milhões em 2017. No que respeita às estimativas de consumo para 2016 e 2017, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 91% e 93% do consumo total. Em 2016, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual dos clientes de maior consumo individual devido, por um lado, à extinção das tarifas para todos os clientes e, por outro, pela diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado. Este facto contribuiu para a intensificação do ritmo de entrada dos clientes em

BTN no mercado livre desde o final de 2012, sendo expectável, neste segmento de clientes, a continuação de uma redução do consumo de forma progressiva e acentuada em mercado regulado.

Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2016 e 2017



**Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2016 e 2017**



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

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário a Eletricidade dos Açores (EDA) enviou o balanço de energia elétrica para 2015, a estimativa para 2016 e a previsão para 2017. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê um acréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2016 (+1,4%) e em 2017 (+0,7%). A estimativa de crescimento para 2016 assenta na recuperação dos consumos ligados à rede de BT, que contraria a queda nos consumos ligados à rede de MT para o mesmo ano. Em 2017, as previsões da EDA mantêm a tendência de crescimento, embora se perspetive um abrandamento nos consumos em BT e uma recuperação dos consumos em MT. Refira-se que, atendendo a esta previsão, se conclui que o valor mínimo dos fornecimentos de energia elétrica observado desde 2010 na Região Autónoma dos Açores se registou em 2014, correspondendo a uma queda acumulada de cerca de 7,8% (taxa média anual de -1,9%), projetando-se uma tendência de crescimento para o futuro, já confirmada pelo consumo verificado em 2015.

A previsão da taxa de perdas na rede é de 6,9%, para 2016 e 2017, valor semelhante ao apurado para 2015.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2014 e 2015, a estimativa para 2016 e a previsão para 2017 da EDA, que foram aceites integralmente pela ERSE para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2017.

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

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA/ Valores adoptados pela ERSE	
	2014	2015	2016	Tarifas 2017 <sup>[2]</sup>
<b>EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>770 118</b>	<b>771 517</b>	<b>782 651</b>	<b>788 282</b>
(Variação média anual)	-0,4%	0,2%	1,4%	0,7%
- Perdas nas redes	51 770	49 822	50 643	50 998
(perdas/fornecimentos)	7,2%	6,9%	6,9%	6,9%
- Consumos Próprios <sup>[1]</sup>	1 557	1 543	1 624	1 617
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>716 791</b>	<b>720 152</b>	<b>730 384</b>	<b>735 667</b>
(Variação média anual)	-0,2%	0,5%	1,4%	0,7%
BT	441 722	441 225	453 942	455 474
(Variação média anual)	-0,5%	-0,1%	2,9%	0,3%
MT	275 068	278 926	276 442	280 192
(Variação média anual)	0,3%	1,4%	-0,9%	1,4%

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EDA para 2016.

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

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário a Eletricidade dos Açores (EDA) enviou o balanço de energia elétrica para 2015, a estimativa para 2016 e a previsão para 2017. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê um acréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2016 (+1,4%) e em 2017 (+0,7%). A estimativa de crescimento para 2016 assenta na recuperação dos consumos ligados à rede de BT, que contraria a queda nos consumos ligados à rede de MT para o mesmo ano. Em 2017, as previsões da EDA mantêm a tendência de crescimento, embora se perspetive um abrandamento nos consumos em BT e uma recuperação dos consumos em MT. Refira-se que, atendendo a esta previsão, se conclui que o valor mínimo dos fornecimentos de energia elétrica observado desde 2010 na Região Autónoma dos Açores se registou em 2014, correspondendo a uma queda acumulada de cerca de 7,8% (taxa média anual de -1,9%), projetando-se uma tendência de crescimento para o futuro, já confirmada pelo consumo verificado em 2015.

A previsão da taxa de perdas na rede é de 6,9%, para 2016 e 2017, valor semelhante ao apurado para 2015.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2014 e 2015, a estimativa para 2016 e a previsão para 2017 da EDA, que foram aceites integralmente pela ERSE para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2017.

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

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA/ Valores adoptados pela ERSE	
	2014	2015	2016	Tarifas 2017 <sup>[2]</sup>
<b>EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>770 118</b>	<b>771 517</b>	<b>782 651</b>	<b>788 282</b>
(Variação média anual)	-0,4%	0,2%	1,4%	0,7%
- Perdas nas redes	51 770	49 822	50 643	50 998
(perdas/fornecimentos)	7,2%	6,9%	6,9%	6,9%
- Consumos Próprios <sup>[1]</sup>	1 557	1 543	1 624	1 617
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>716 791</b>	<b>720 152</b>	<b>730 384</b>	<b>735 667</b>
(Variação média anual)	-0,2%	0,5%	1,4%	0,7%
BT	441 722	441 225	453 942	455 474
(Variação média anual)	-0,5%	-0,1%	2,9%	0,3%
MT	275 068	278 926	276 442	280 192
(Variação média anual)	0,3%	1,4%	-0,9%	1,4%

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EDA para 2016.

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

De acordo com os prazos regulamentares estabelecidos, a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou os valores reais do balanço de energia elétrica para 2015, estimativas para 2016 e previsões para 2017. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EEM prevê para 2016 e 2017 um crescimento do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira da ordem de 1,1%. Esta previsão inverte a tendência observada em 2015, em que ocorreu uma queda do consumo principalmente motivada pelo decréscimo registado na BT.

A previsão da taxa de perdas na rede é de 9,2% e 9,1%, respetivamente para 2016 e 2017, em linha com o verificado nos anos anteriores.

O Quadro 2-9 sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma da Madeira que a ERSE decidiu aceitar integralmente na determinação dos proveitos permitidos e das tarifas para 2017.

**Quadro 2-9 - Balço de energia elétrica da EEM**

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM/ Valores adoptados pela ERSE	
	2014	2015	2016	Tarifas 2017 <sup>[2]</sup>
<b>EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>858 949</b>	<b>857 324</b>	<b>866 845</b>	<b>876 481</b>
(Variação média anual)	1,2%	-0,2%	1,1%	1,1%
- Perdas nas redes	72 340	72 027	72 718	73 323
(perdas/fornecimentos)	9,2%	9,2%	9,2%	9,1%
- Consumos Próprios <sup>[1]</sup>	990	949	960	972
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>785 619</b>	<b>784 348</b>	<b>793 167</b>	<b>802 187</b>
(Variação média anual)	1,2%	-0,2%	1,1%	1,1%
BT	592 413	580 716	587 246	593 924
(Variação média anual)	1,2%	-2,0%	1,1%	1,1%
MT	193 205	203 632	205 921	208 263
(Variação média anual)	1,1%	5,4%	1,1%	1,1%

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas previsões da EEM para 2016.

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

No Quadro 2-10 apresentam-se os consumos e o número de consumidores de energia elétrica verificados em 2015 (2015R) e previstos nas tarifas para 2016 (2016T) e nas tarifas para 2017 (2017T), em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2017

Balço de energia elétrica

Quadro 2-10 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal

2015 Real	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2.152	5,6%	0	0,0%	0	0,0%	2.152	4,7%	0	0,0%	70	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	70	0,0%
AT	22	0,4%	6.753	17,5%	0	0,0%	0	0,0%	6.775	14,8%	6	0,0%	288	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	294	0,0%
MT	255	4,5%	14.026	36,3%	279	38,7%	204	26,0%	14.764	32,2%	1.603	0,1%	22.227	0,6%	760	0,6%	304	0,2%	24.894	0,4%
BT	5.399	95,1%	15.670	40,6%	441	61,3%	581	74,0%	22.091	48,3%	2.123.715	99,9%	3.947.037	99,4%	121.641	99,4%	136.330	99,8%	6.328.723	99,6%
BTE	236	4,2%	3.042	7,9%	52	7,3%	148	18,9%	3.479	7,6%	3.428	0,2%	30.768	0,8%	616	0,5%	1.166	0,9%	35.978	0,6%
BTN > 20.7 kVA	454	8,0%	1.522	3,9%	42	5,8%	70	9,0%	2.089	4,6%	16.447	0,8%	47.786	1,2%	1.479	1,2%	2.282	1,7%	67.994	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA	4.594	81,0%	10.991	28,5%	344	47,8%	315	40,2%	16.245	35,5%	1.858.881	87,5%	3.690.611	93,0%	114.051	93,2%	129.290	94,6%	5.792.832	91,2%
BTN <= 2.3 kVA	115	2,0%	115	0,3%	3	0,4%	47	6,0%	279	0,6%	244.959	11,5%	177.873	4,5%	5.495	4,5%	3.592	2,6%	431.919	6,8%
<b>TOTAL</b>	<b>5.675</b>	<b>100,0%</b>	<b>38.602</b>	<b>100,0%</b>	<b>720</b>	<b>100,0%</b>	<b>784</b>	<b>100,0%</b>	<b>45.782</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.125.324</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.969.622</b>	<b>100,0%</b>	<b>122.401</b>	<b>100,0%</b>	<b>136.634</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.353.980</b>	<b>100,0%</b>

2016T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2.168	5,2%	0	0,0%	0	0,0%	2.168	4,7%	0	0,0%	69	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	69	0,0%
AT	0	0,0%	7.101	16,9%	0	0,0%	0	0,0%	7.101	15,2%	0	0,0%	296	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	296	0,0%
MT	142	4,6%	14.280	34,0%	266	37,2%	198	24,6%	14.885	32,0%	834	0,1%	23.228	0,5%	763	0,6%	303	0,2%	25.128	0,4%
BT	2.968	95,4%	18.395	43,9%	448	62,8%	606	75,4%	22.417	48,1%	1.102.229	99,9%	4.974.891	99,5%	121.850	99,4%	136.238	99,8%	6.335.208	99,6%
BTE	147	4,7%	3.170	7,6%	48	6,7%	162	20,2%	3.527	7,6%	1.976	0,2%	32.006	0,6%	611	0,5%	1.176	0,9%	35.769	0,6%
BTN > 20.7 kVA	253	8,1%	1.738	4,1%	39	5,5%	64	8,0%	2.094	4,5%	9.125	0,8%	55.607	1,1%	1.446	1,2%	2.277	1,7%	68.454	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA	2.508	80,6%	13.296	31,7%	359	50,2%	377	47,0%	16.540	35,5%	982.878	89,1%	4.566.126	91,4%	114.025	93,0%	129.524	94,9%	5.792.553	91,1%
BTN <= 2.3 kVA	60	1,9%	191	0,5%	3	0,4%	2	0,3%	256	0,6%	108.250	9,8%	321.153	6,4%	5.768	4,7%	3.262	2,4%	438.433	6,9%
<b>TOTAL</b>	<b>3.110</b>	<b>100,0%</b>	<b>41.944</b>	<b>100,0%</b>	<b>714</b>	<b>100,0%</b>	<b>803</b>	<b>100,0%</b>	<b>46.571</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.103.063</b>	<b>100,0%</b>	<b>4.998.484</b>	<b>100,0%</b>	<b>122.613</b>	<b>100,0%</b>	<b>136.541</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.360.701</b>	<b>100,0%</b>

2017T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2.233	5,3%	0	0,0%	0	0,0%	2.233	4,8%	0	0,0%	74	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	74	0,0%
AT	64	2,0%	6.834	16,3%	0	0,0%	0	0,0%	6.898	14,7%	4	0,0%	300	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	304	0,0%
MT	81	2,5%	14.596	34,7%	280	38,1%	208	26,0%	15.166	32,4%	548	0,0%	23.785	0,5%	762	0,6%	304	0,2%	25.399	0,4%
BT	3.035	95,4%	18.387	43,7%	455	61,9%	594	74,0%	22.472	48,0%	1.182.205	100,0%	4.934.178	99,5%	123.037	99,4%	136.330	99,8%	6.375.750	99,6%
BTE	100	3,1%	3.210	7,6%	54	7,3%	152	18,9%	3.515	7,5%	1.411	0,1%	33.697	0,7%	641	0,5%	1.166	0,9%	36.915	0,6%
BTN > 20.7 kVA	258	8,1%	1.754	4,2%	43	5,9%	72	9,0%	2.127	4,5%	8.764	0,7%	55.944	1,1%	1.482	1,2%	2.282	1,7%	68.473	1,1%
BTN <= 20.7 kVA	2.613	82,2%	13.255	31,5%	355	48,3%	368	45,9%	16.591	35,5%	1.029.430	87,0%	4.561.172	92,0%	115.353	93,2%	129.290	94,6%	5.835.244	91,2%
BTN <= 2.3 kVA	65	2,0%	169	0,4%	3	0,4%	2	0,3%	239	0,5%	142.599	12,1%	283.365	5,7%	5.561	4,5%	3.592	2,6%	435.117	6,8%
<b>TOTAL</b>	<b>3.180</b>	<b>100,0%</b>	<b>42.051</b>	<b>100,0%</b>	<b>736</b>	<b>100,0%</b>	<b>802</b>	<b>100,0%</b>	<b>46.769</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.182.757</b>	<b>100,0%</b>	<b>4.958.337</b>	<b>100,0%</b>	<b>123.799</b>	<b>100,0%</b>	<b>136.634</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.401.527</b>	<b>100,0%</b>





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

#### 3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

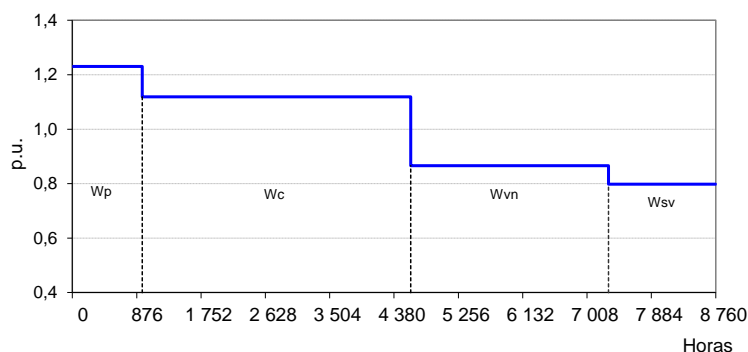
O Quadro 3-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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	6 577 514
	Horas cheias	22 963 606
	Horas de vazio normal	13 089 814
	Horas de super vazio	6 543 032

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 2017**



	UGS
Potência média anual [MW]	5 613

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	147 326
	Contratada	703 878
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	89 009
	Horas cheias	464 351
	Horas de vazio normal	361 563
	Horas de super vazio	215 959
Períodos II, III	Horas de ponta	55 604
	Horas cheias	487 980
	Horas de vazio normal	351 909
	Horas de super vazio	206 343
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	63 124 238
	Capacitiva	39 015 210

**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	6 431 352
	Contratada	8 450 779
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 081 163
	Horas cheias	10 680 251
	Horas de vazio normal	6 340 627
	Horas de super vazio	3 090 973
Períodos II, III	Horas de ponta	2 351 738
	Horas cheias	11 331 024
	Horas de vazio normal	6 035 715
	Horas de super vazio	3 029 756
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	47 250 720
	Capacitiva	73 238 400

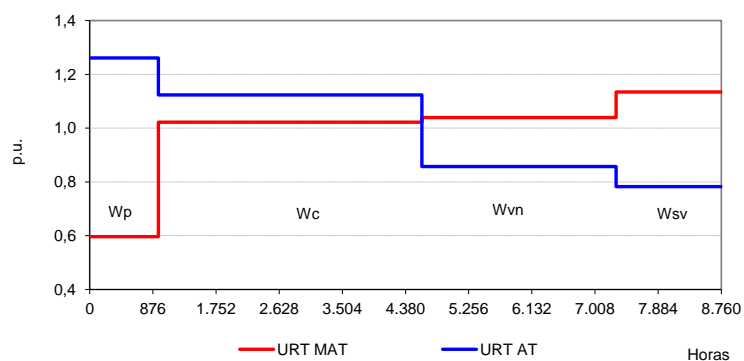
O quadro seguinte apresenta ainda as quantidades consideradas no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores.

**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
Energia ativa (MWh)		
	Horas de fora de vazio	30 765 544
	Horas de vazio	19 010 327

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 2017**

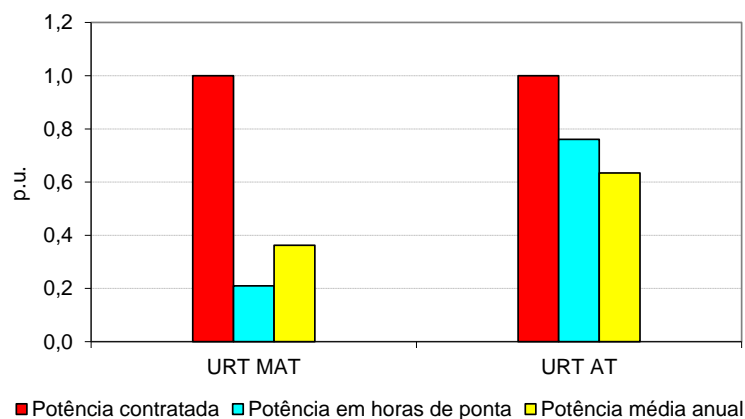


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	255	5 359

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]	704	8 451

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 transitórias 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 2017 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)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2.233	4,9%	74	0,0%
AT	6.898	15,3%	304	0,0%
MT	14.677	32,4%	24.333	0,4%
BT	21.423	47,4%	6.116.383	99,6%
BTE	3.309	15,4%	35.109	0,6%
BTN	18.113	84,6%	6.081.275	99,4%
<b>Total</b>	<b>45.231</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.141.094</b>	<b>100,0%</b>

As quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição são calculadas a partir das quantidades entregues aos clientes, aplicando-se fatores de ajustamento para perdas ao longo das redes e considerando, sempre que necessário, os diagramas de carga tipo. Os diagramas de carga tipo são discutidos e apresentados no capítulo 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). O Regulamento Tarifário prevê que esta conversão de preços seja afetada por um coeficiente que relacione a potência média em horas de ponta dos fornecimentos na rede de jusante, com a potência máxima de 15 minutos

(potência contratada) induzida por esses fornecimentos nos troços periféricos da rede de montante. O mesmo é dizer que as quantidades de potência contratada às quais se aplica a tarifa de uso de redes, relativamente às potências em horas de ponta nas redes de jusante, são afetadas pelos referidos coeficientes.

O Regulamento Tarifário define três coeficientes 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 ( $\delta_{BT}$ ).

Os valores dos coeficientes potência contratada / potência em horas de ponta fixados para 2017 são iguais entre si, de acordo com o quadro seguinte.

**Quadro 4-2 - Coeficientes Potência contratada / Potência em horas de ponta de uso de redes para 2017**

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

## 4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

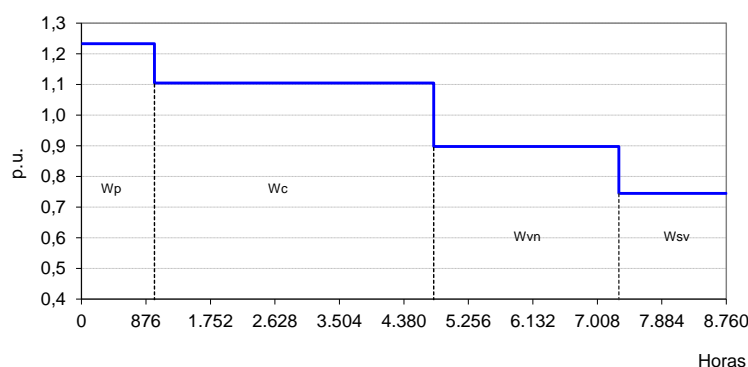
O Quadro 4-3 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia estão no referencial de entrega a clientes finais.

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

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
<b>Potência contratada (kW)</b>		
MAT		703 878
AT		1 526 875
MT		5 942 272
BTE		1 949 504
BTN >		2 229 934
BTN <		34 306 846
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 165 978
	Horas cheias	21 495 004
	Horas de vazio normal	11 761 744
	Horas de super vazio	5 808 115
MAT		2 232 718
AT		6 898 223
MT		14 677 257
BTE		3 309 329
BTN >		2 012 141
BTN <		16 101 173

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

**Figura 4-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de UGS em 2017**



	UGS
Potência média anual [MW]	5 598

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<sub>MAT</sub>**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	147 326
	Contratada	703 878
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	89 009
	Horas cheias	464 351
	Horas de vazio normal	361 563
	Horas de super vazio	215 959
Períodos II, III	Horas de ponta	55 604
	Horas cheias	487 980
	Horas de vazio normal	351 909
	Horas de super vazio	206 343
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	63 124 238
	Capacitiva	39 015 210

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.

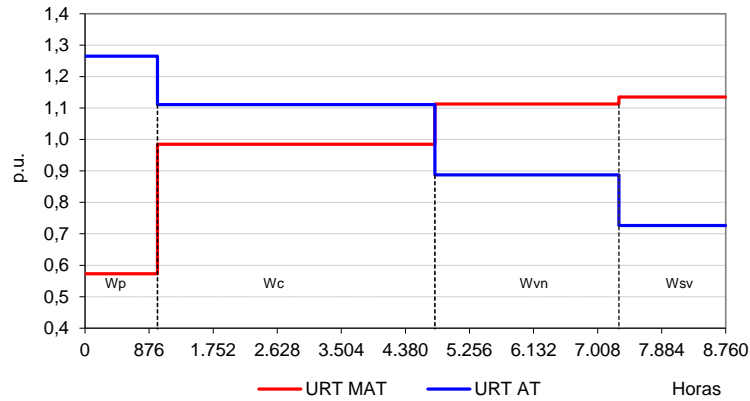
**Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT<sub>AT</sub>**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	6 620 952
	Contratada	8 233 578
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 106 411
	Horas cheias	10 940 086
	Horas de vazio normal	6 090 953
	Horas de super vazio	2 855 112
Períodos II, III	Horas de ponta	2 585 851
	Horas cheias	11 585 935
	Horas de vazio normal	5 841 196
	Horas de super vazio	2 811 071
<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 2017

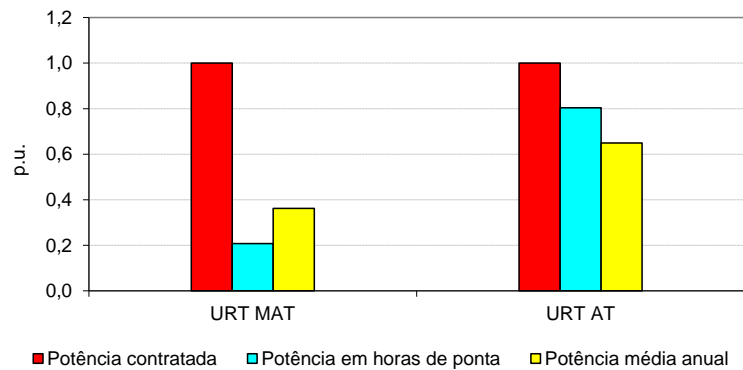


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	255	5 344

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]	704	8 234

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 URDAT**

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	6 515 402
	Contratada	8 685 522
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 040 947
	Horas cheias	10 782 659
	Horas de vazio normal	6 018 134
	Horas de super vazio	2 826 564
Períodos II, III	Horas de ponta	2 544 628
	Horas cheias	11 419 215
	Horas de vazio normal	5 771 362
	Horas de super vazio	2 782 963
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	105 161 551
	Capacitiva	56 838 507

**Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URDMT**

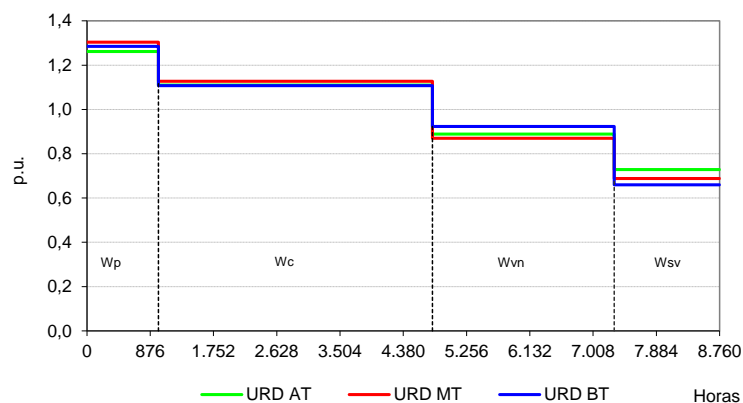
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	5 497 094
	Contratada	10 046 919
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 429 107
	Horas cheias	9 049 144
	Horas de vazio normal	4 878 591
	Horas de super vazio	2 209 228
Períodos II, III	Horas de ponta	2 144 140
	Horas cheias	9 418 512
	Horas de vazio normal	4 566 967
	Horas de super vazio	2 129 447
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	549 486 606
	Capacitiva	126 891 890

**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	3 009 402
	Contratada	38 486 285
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 998 639
	Horas cheias	5 200 200
	Horas de vazio normal	3 054 238
	Horas de super vazio	1 246 520
Períodos II, III	Horas de ponta	1 112 447
	Horas cheias	5 073 597
	Horas de vazio normal	2 627 441
	Horas de super vazio	1 109 560
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	275 717 666
	Capacitiva	61 405 844

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 2017**

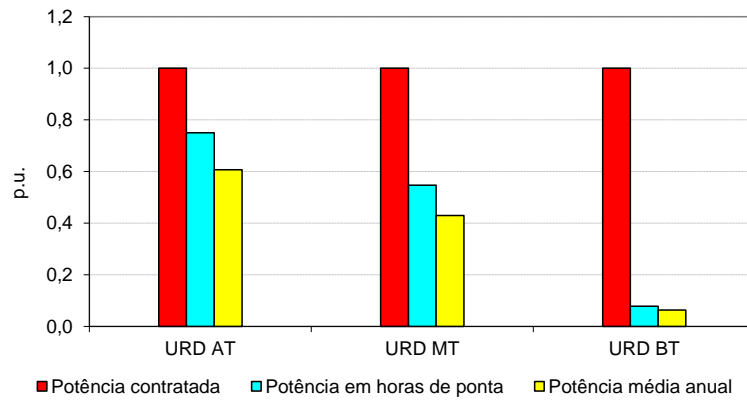


	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual [MW]	5 272	4 318	2 446

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

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

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



	URD AT	URD MT	URD BT
Potência contratada [MW/mês]	8 686	10 047	38 486

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

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

### 5.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA

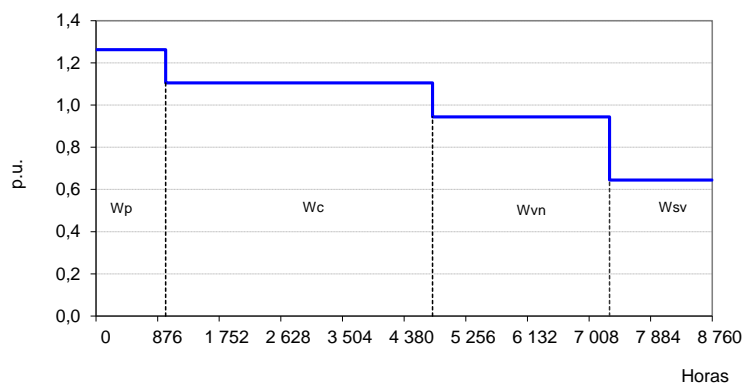
No Quadro 5-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa Transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até 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 transitória de energia**

ENERGIA		QUANTIDADES
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	340 127
	Horas cheias	874 450
	Horas de vazio normal	529 218
	Horas de super vazio	206 447
Períodos II, III	Horas de ponta	173 901
	Horas cheias	850 029
	Horas de vazio normal	447 001
	Horas de super vazio	180 710

Na Figura 5-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado da Tarifa Transitória 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 transitória de energia em 2017



	Tarifa de Energia
Potência média anual [MW]	411

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 aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e 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.

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

COMERCIALIZAÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	552
Energia ativa	(MWh)	144 738
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1 411
Energia ativa	(MWh)	99 634
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1 180 793
Energia ativa	(MWh)	2 935 605

## 6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Os valores utilizados no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN do comercializador de último recurso apresentam-se no Quadro 6-1 ao Quadro 6-8. 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 6-8 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 2015, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2017 e nas quotas do 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, BTE e BTN do comercializador de último recurso**

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	0	0,0%	0	0,0%
AT	64	2,0%	4	0,0%
MT	81	2,5%	548	0,0%
BT	3 035	95,4%	1 182 205	100,0%
BTE	100	3,3%	1 411	0,1%
BTN	2 936	96,7%	1 180 793	99,9%
<b>Total</b>	<b>3 180</b>	<b>100,0%</b>	<b>1 182 757</b>	<b>100,0%</b>

## 6.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS 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 MT**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT			QUANTIDADES
<b>Termo tarifário fixo</b> (nº de clientes)			548
<b>Potência</b> (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		5 445
	Contratada		10 676
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		6 244
	Contratada		17 940
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta		401
	Contratada		4 094
<b>Energia ativa</b> (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	3 084
		Horas cheias	8 852
		Horas de vazio normal	4 410
		Horas de super vazio	2 543
	Períodos II, III	Horas de ponta	2 284
		Horas cheias	10 145
		Horas de vazio normal	4 536
		Horas de super vazio	2 540
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	3 518
		Horas cheias	9 324
		Horas de vazio normal	4 081
		Horas de super vazio	2 289
	Períodos II, III	Horas de ponta	2 618
		Horas cheias	10 606
		Horas de vazio normal	4 645
		Horas de super vazio	2 557
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	207
		Horas cheias	524
		Horas de vazio normal	297
		Horas de super vazio	154
	Períodos II, III	Horas de ponta	184
		Horas cheias	739
		Horas de vazio normal	416
		Horas de super vazio	239
<b>Energia reativa</b> (kvarh)			
		Indutiva	3 024 786
		Capacitiva	698 508

**Quadro 6-3 - 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)			1 411
<b>Potência</b> (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		5 816
	Contratada		16 479
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		8 059
	Contratada		42 215
<b>Energia ativa</b> (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	7 178
		Horas cheias	21 194
		Horas vazio normal	8 642
		Horas de super vazio	4 378
	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10 525
		Horas cheias	29 805
		Horas vazio normal	11 926
		Horas de super vazio	5 986
<b>Energia reativa</b> (kvarh)			
		Indutiva	8 301 072
		Capacitiva	1 848 755



**Quadro 6-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA)**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)			QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>	
		27,6	302
Tarifa de longas utilizações		34,5	97
		41,4	80
		27,6	2 762
Tarifa de médias utilizações		34,5	2 478
		41,4	2 933
<b>Energia ativa</b>		<b>(MWh)</b>	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		5 722
	Horas cheias		19 143
	Horas vazio		27 876
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		40 388
	Horas cheias		107 556
	Horas vazio		55 777

**Quadro 6-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA) Sazonal**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)			QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>		<b>(nº de clientes)</b>	
		27,6	37
Tarifa tri-horária		34,5	36
		41,4	38
<b>Energia ativa</b>		<b>(MWh)</b>	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		245
	Horas cheias		774
	Horas de vazio		697

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2017

Procura considerada nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS 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	465 998
	4,6	43 341
	5,75	19 519
	6,9	212 873
	10,35	53 743
	13,8	20 622
	17,25	6 611
	20,7	23 444
	3,45	29 726
	4,6	11 881
	5,75	6 225
	6,9	55 483
	10,35	15 201
	13,8	7 470
Tarifa bi-horária	17,25	2 493
	20,7	7 973
	3,45	5 571
	4,6	2 609
	5,75	1 760
	6,9	5 180
Tarifa tri-horária	10,35	2 860
	13,8	1 477
	17,25	623
	20,7	1 015
<b>Energia ativa</b>	<b>MWh</b>	
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		1 259 670
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		536 063
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	175 512
	Horas de vazio	121 816
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	156 807
	Horas de vazio	107 142
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	9 549
	Horas de cheias	29 492
	Horas de vazio	59 444
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	12 220
	Horas de cheias	39 548
	Horas de vazio	86 825

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS 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	126 190
	2,3	16 409
<b>Energia ativa</b>	<b>MWh</b>	
Tarifa simples		64 886

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<20,7 kVA)		QUANTIDADES
<b>Potência contratada</b>	<b>(nº de clientes)</b>	
	3,45	8 532
	4,6	181
	5,75	53
	6,9	9 837
	10,35	4 215
	13,8	826
	17,25	166
	20,7	716
	3,45	28
	4,6	5
	5,75	3
	6,9	170
	10,35	308
	13,8	129
	17,25	39
	20,7	207
	3,45	7
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	192
	10,35	77
	13,8	29
	17,25	0
	20,7	8
<b>Energia ativa</b>	<b>(MWh)</b>	
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		6 520
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		8 548
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	141
	Horas de vazio	153
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	1 457
	Horas de vazio	1 417
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	10
	Horas de cheias	19
	Horas de vazio	16
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	30
	Horas de cheias	77
	Horas de vazio	64

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

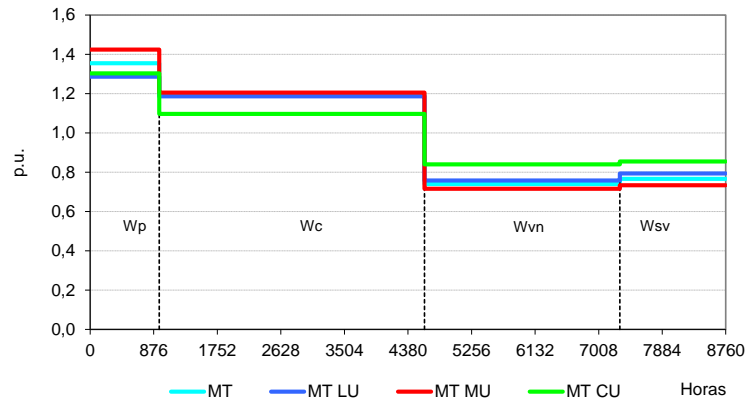
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

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 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 6-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (MT LU), Médias Utilizações (MT MU) e Curtas Utilizações (MT CU).

**Figura 6-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária**

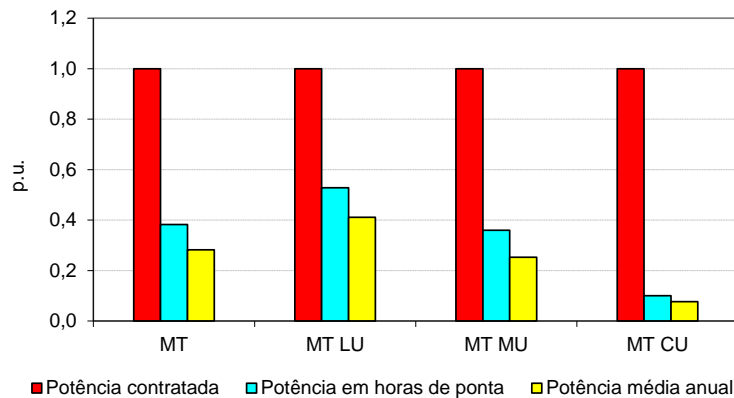


	MT	MT LU	MT MU	MT CU
Potência média anual [kW]	9 223	4 383	4 525	315
Potência média anual por cliente [kW]	17	43	12	4

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

Verifica-se que a opção tarifária de Médias Utilizações é a opção predominante no valor agregado de MT.

**Figura 6-2 - 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]	32 711	10 676	17 940	4 094
Potência contratada por cliente [kW/mês]	60	104	48	58

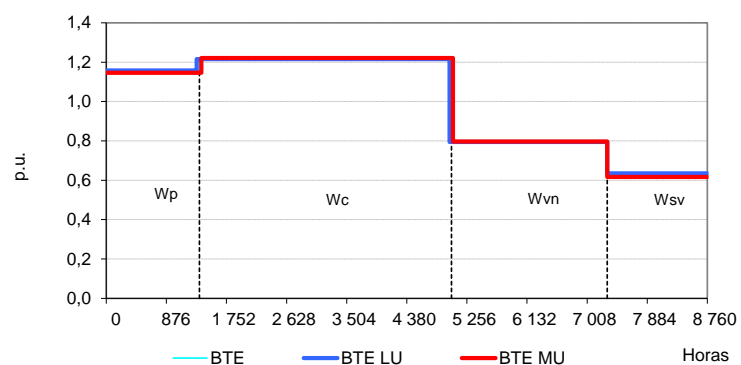
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada em cada opção tarifária

Verifica-se, na Figura 6-2, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registrando-se, na opção de longas utilizações o valor mais elevado de utilização da potência contratada da tarifa de MT (3 596 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 2 210 e 674 horas, respetivamente.

### 6.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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

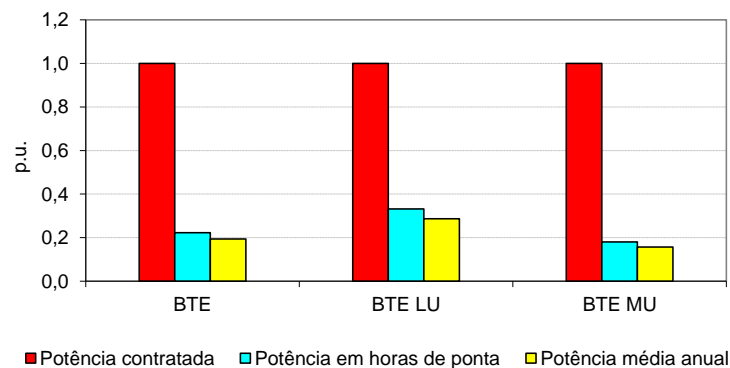


Potência média anual [kW]	11.367	4.722	6.645
Potência média anual por cliente [kW]	8	14	6

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

Da Figura 6-4 pode concluir-se que, relativamente ao nível de tensão MT e opções de longas e médias utilizações, 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 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE**



	BTE	BTE LU	BTE MU
Potência contratada [kW/mês]	58 694	16 479	42 215
Potência contratada por cliente [kW/mês]	42	49	39

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

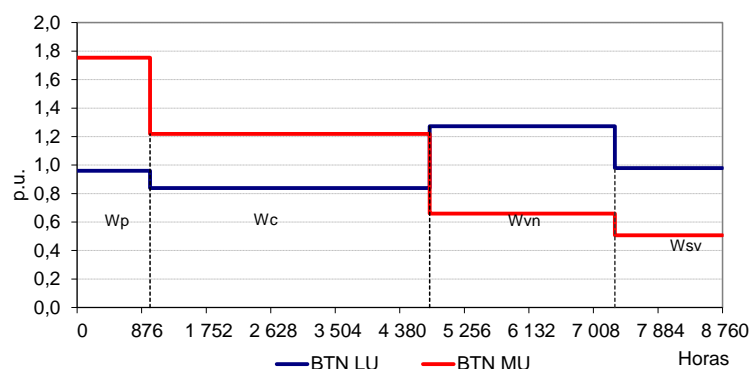
Na BTE as opções tarifárias de longas e de médias utilizações apresentam utilizações da potência contratada de, respetivamente, 2 510 e 1 379 horas.

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

Na Figura 6-5 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: 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 6-5 - 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 [kW]	6 021	23 256
Potência média anual por cliente [kW]	13	3

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

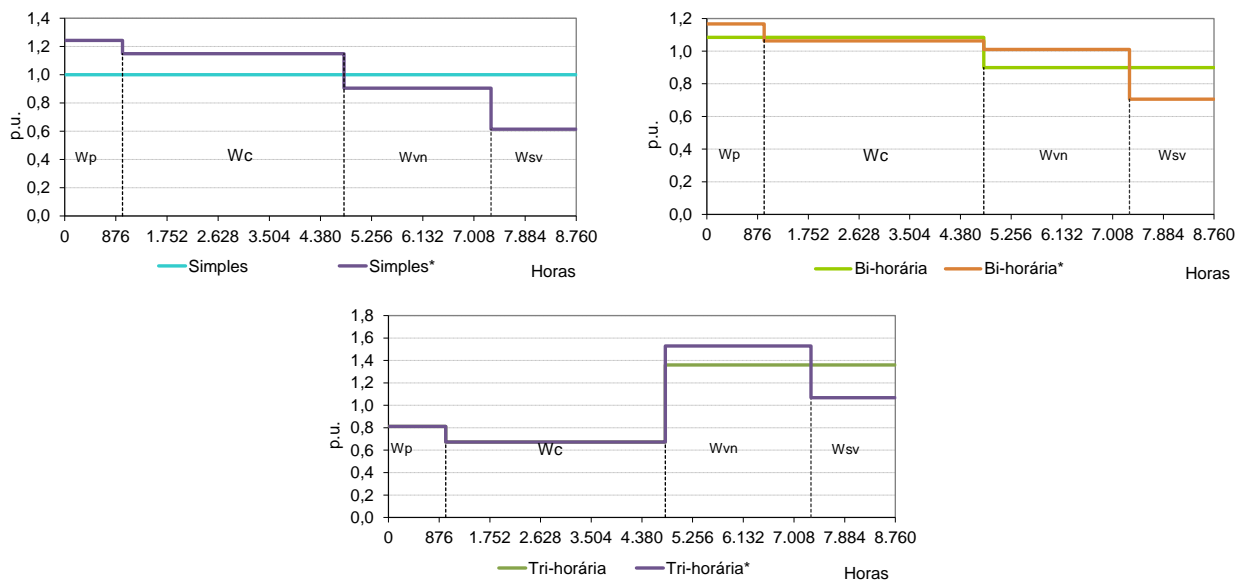
Os diagramas de carga das duas opções tarifárias de BTN com potência contratada maior que 20,7 kVA foram construídos com base no balanço de energia previsto para 2017.

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

Na Figura 6-6 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 e tarifa tri-horária.

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

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



	Simple	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual [kW]	204 992	64 073	27 064
Potência média anual por cliente [kW]	0,24	0,47	1,28

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

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 e no ponto 10.5 para a opção tarifária Simple.

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

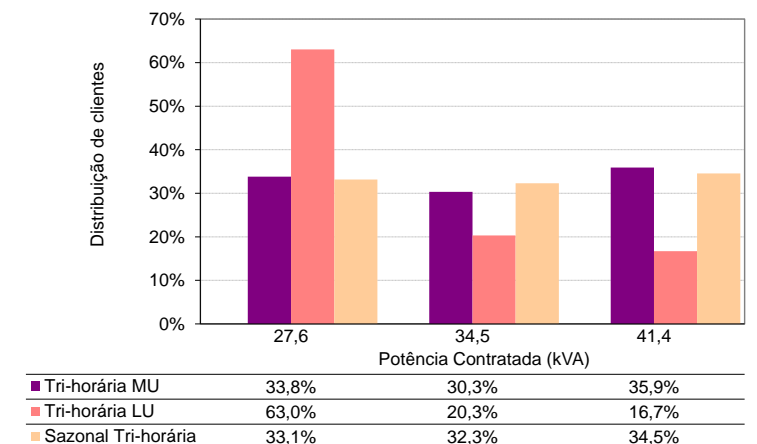
Por outro lado, o diagrama de carga da tarifa tri-horária constitui-se como um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e ponta.

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

Na Figura 6-7 e na Figura 6-8 apresenta-se a distribuição de clientes por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.



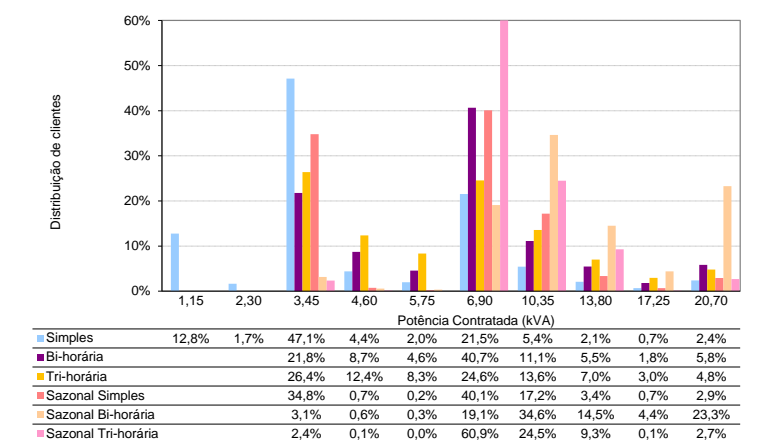
Figura 6-7 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	Tri-horária MU	Tri-horária LU	Sazonal Tri-horária
	8 174	479	111

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

Figura 6-8 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)



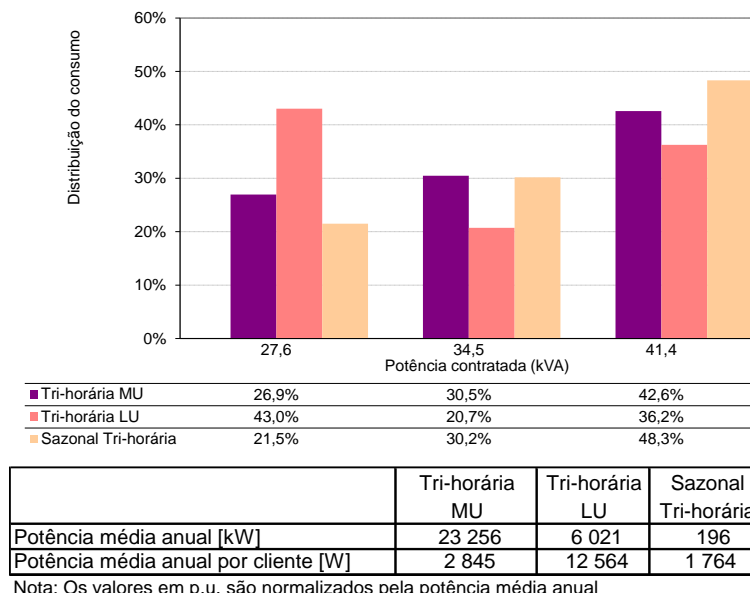
Número de clientes por opção tarifária	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simples	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária
	988 750	136 452	21 094	24 527	890	316

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

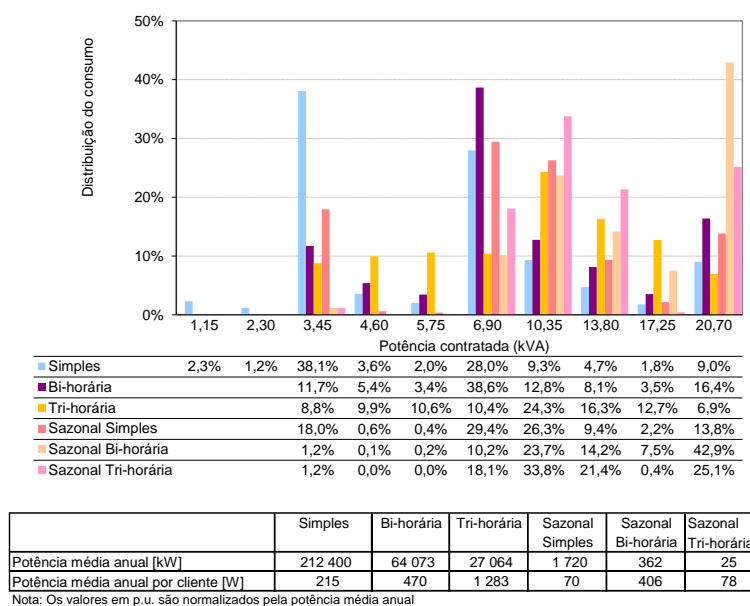
Verifica-se que o escalão de 3,45 kVA é predominante nas tarifas simples e tri-horária de BTN≤20,7 kVA. Em contrapartida, na tarifa bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

Na Figura 6-9 e na Figura 6-10 apresenta-se a distribuição de consumo por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

**Figura 6-9 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)**

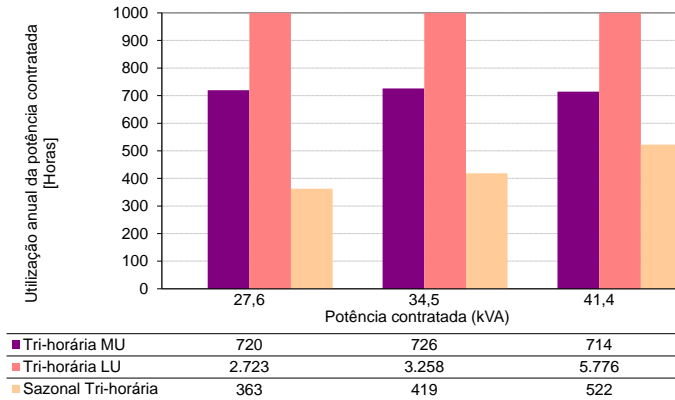


**Figura 6-10 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)**

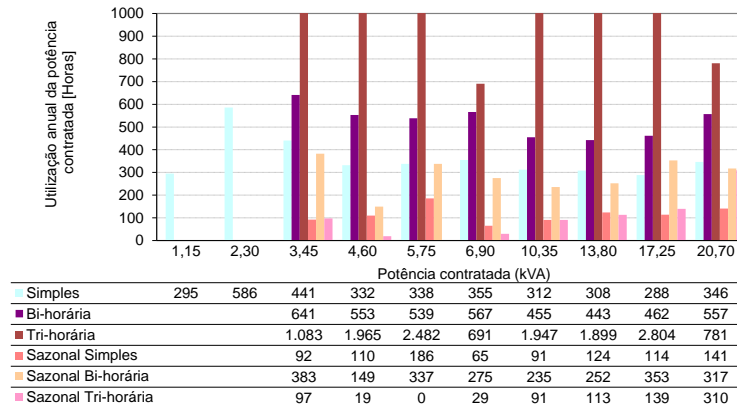


Na Figura 6-11 e na Figura 6-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

**Figura 6-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>20,7 kVA)**



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





## 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 transitórias 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 7-8. No Quadro 7-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 7-2 ao Quadro 7-8 apresentam-se, para cada nível de tensão, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são previstos tendo por base as estruturas de consumo conjuntas dos mercados livre e regulado em 2015, bem como os consumos do balanço de energia elétrica projetados para 2017.

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)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2.233	5,3%	74	0,0%
AT	6.834	16,3%	300	0,0%
MT	14.596	34,7%	23.785	0,5%
BT	18.387	43,7%	4.934.178	99,5%
BTE	3.210	17,5%	33.697	0,7%
BTN	15.178	82,5%	4.900.481	99,3%
<b>Total</b>	<b>42.051</b>	<b>100,0%</b>	<b>4.958.337</b>	<b>100,0%</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)		74
Potência (kW)		
	Horas de ponta	147 326
	Contratada	703 878
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	89 009
	Horas cheias	464 351
	Horas de vazio normal	361 563
	Horas de super vazio	215 959
Períodos II, III	Horas de ponta	55 604
	Horas cheias	487 980
	Horas de vazio normal	351 909
	Horas de super vazio	206 343
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	63 124 238
	Capacitiva	39 015 210

**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)		300
Potência (kW)		
	Horas de ponta	751 811
	Contratada	1 512 721
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	445 815
	Horas cheias	1 345 388
	Horas de vazio normal	966 578
	Horas de super vazio	552 955
Períodos II, III	Horas de ponta	296 510
	Horas cheias	1 594 912
	Horas de vazio normal	1 041 204
	Horas de super vazio	590 918
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	104 186 754
	Capacitiva	56 311 641

**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)		23 785
Potência (kW)		
	Horas de ponta	2 184 291
	Contratada	5 909 561
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 230 190
	Horas cheias	3 378 346
	Horas de vazio normal	1 587 719
	Horas de super vazio	900 880
Períodos II, III	Horas de ponta	918 922
	Horas cheias	3 882 529
	Horas de vazio normal	1 733 921
	Horas de super vazio	963 955
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	546 461 820
	Capacitiva	126 193 382

**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)		33 697
Potência (kW)		
	Horas de ponta	446 974
	Contratada	1 890 810
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	570 316
	Horas cheias	1 642 918
	Horas de vazio normal	662 580
	Horas de super vazio	333 881
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	267 416 594
	Capacitiva	59 557 089

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
	27,6	19 795
Tarifa tri-horária	34,5	16 671
	41,4	19 479
Energia ativa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	314 921
	Horas cheias	866 001
	Horas de vazio	573 040

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		QUANTIDADES	
Potência contratada (nº de clientes)			
Tarifa simples	3,45	2 102 533	
	4,6	192 840	
	5,75	86 718	
	6,9	986 778	
	10,35	256 800	
	13,8	95 032	
	17,25	30 027	
	20,7	107 048	
	Tarifa bi-horária		
	3,45	131 834	
4,6	52 665		
5,75	27 597		
6,9	246 586		
10,35	68 720		
13,8	33 668		
17,25	11 218		
20,7	36 244		
Tarifa tri-horária			
3,45	24 717		
4,6	11 561		
5,75	7 798		
6,9	23 803		
10,35	13 013		
13,8	6 674		
17,25	2 764		
20,7	4 535		
Energia ativa (MWh)			
Tarifa simples		9 187 278	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 694 157	
	Horas de vazio	1 169 609	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	110 648	
	Horas cheias	350 768	
	Horas de vazio	742 516	

**Quadro 7-8 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (<= 2,3 kVA)**

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (<=2,3 kVA)		QUANTIDADES
<b>Potência</b>		<b>(nº de clientes)</b>
Tarifa simples	1,15	250 757
	2,3	32 608
<b>Energia ativa</b>		<b>MWh</b>
Tarifa simples		168 769

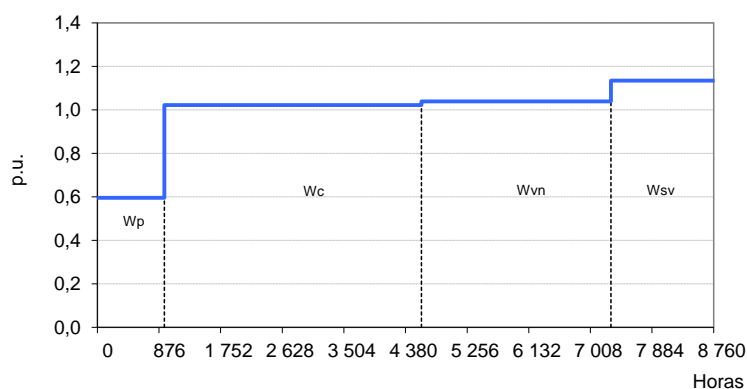
## 7.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO DOS CLIENTES NO MERCADO

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**

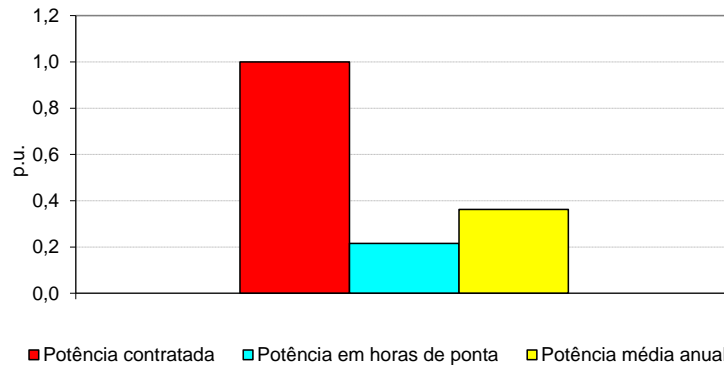


	MAT
Potência média anual [kW]	254.877
Potência média anual por cliente [kW]	3 444

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



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



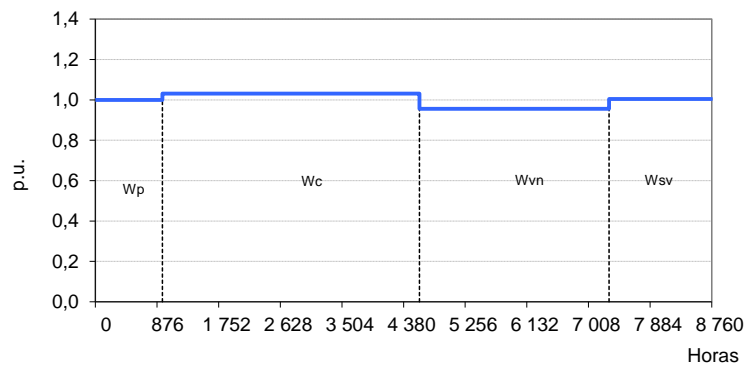
	MAT
Potência contratada [kW/mês]	703 878
Potência contratada por cliente [kW/mês]	9 512

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

## 7.2.2 ALTA TENSÃO

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

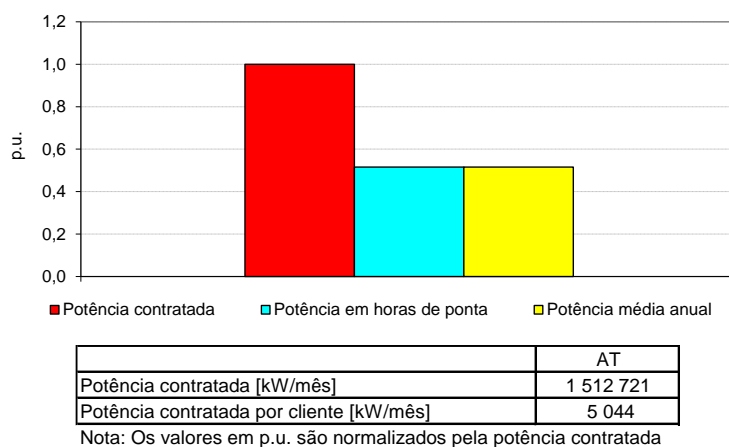
**Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário**



	AT
Potência média anual [kW]	780.169
Potência média anual por cliente [kW]	2 601

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

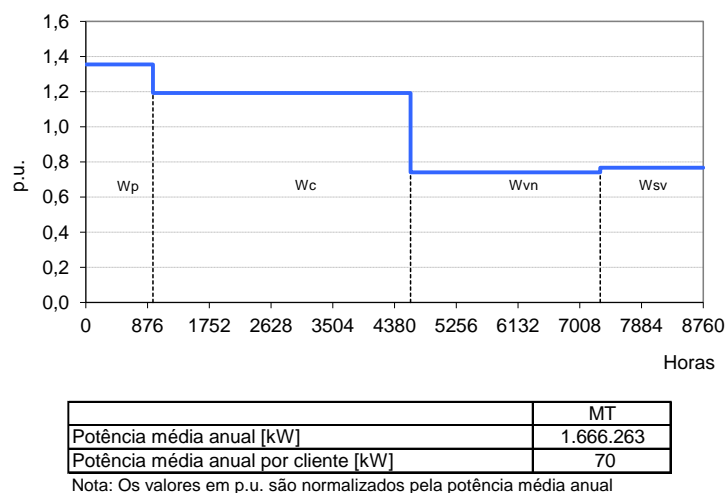
**Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT**



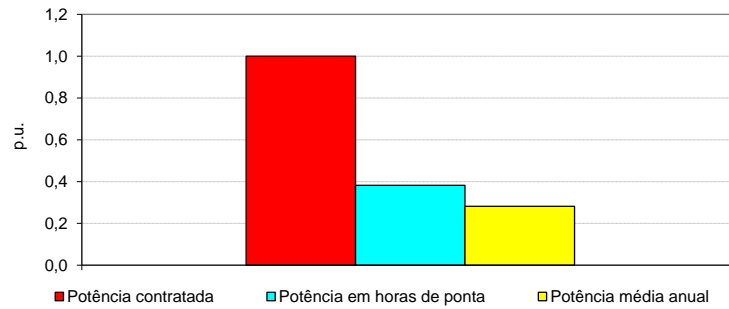
### 7.2.3 MÉDIA TENSÃO

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**



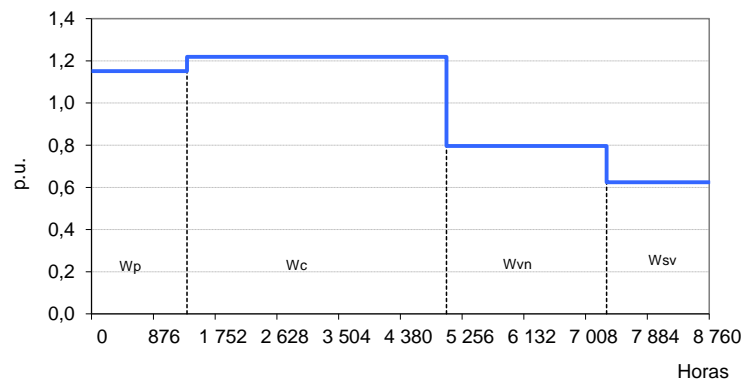
	MT
Potência contratada [kW/mês]	5 909 561
Potência contratada por cliente [kW/mês]	248

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

#### 7.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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

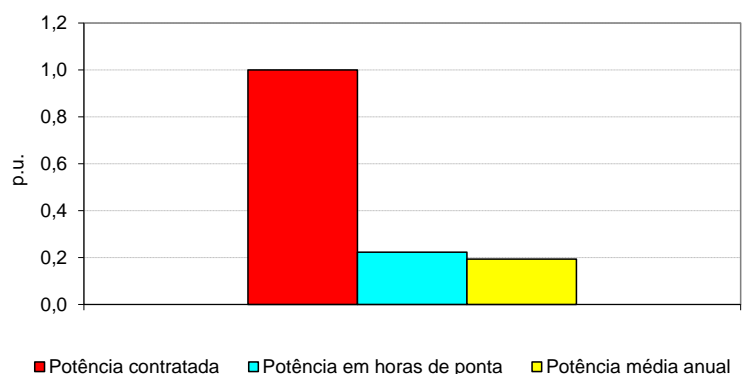
**Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário**



	BTE
Potência média anual [kW]	366.192
Potência média anual por cliente [kW]	11

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

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



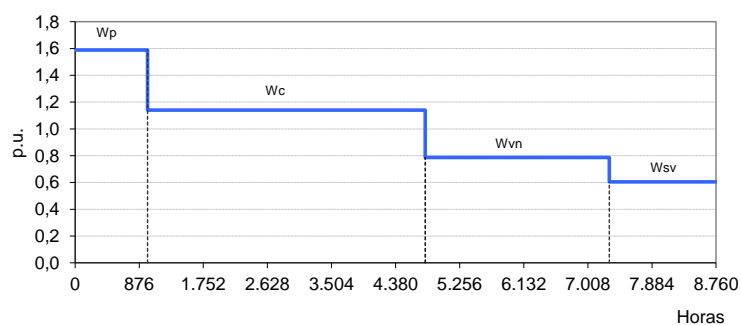
	BTE
Potência contratada [kW/mês]	1 890 810
Potência contratada por cliente [kW/mês]	56

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**

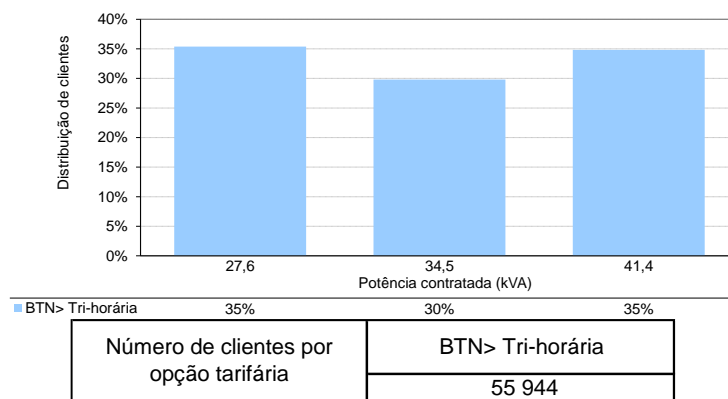


	BTN> Tri-horária
Potência média anual [kW]	200 224
Potência média anual por cliente [kW]	3,58
Consumo médio anual por cliente [kWh]	31.352

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.

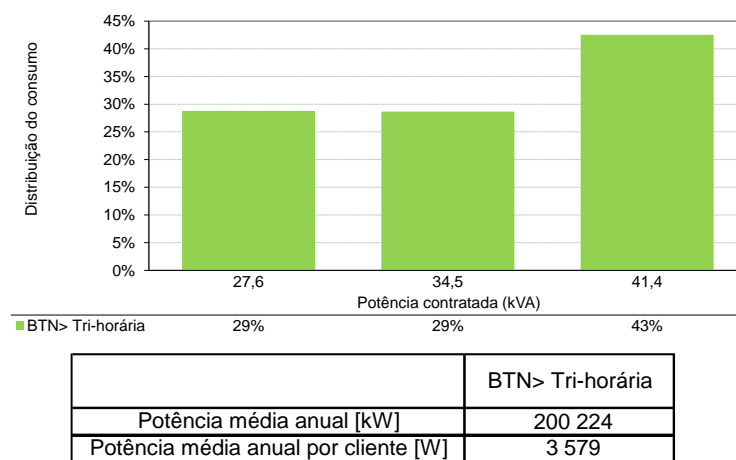
**Figura 7-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA)**



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.

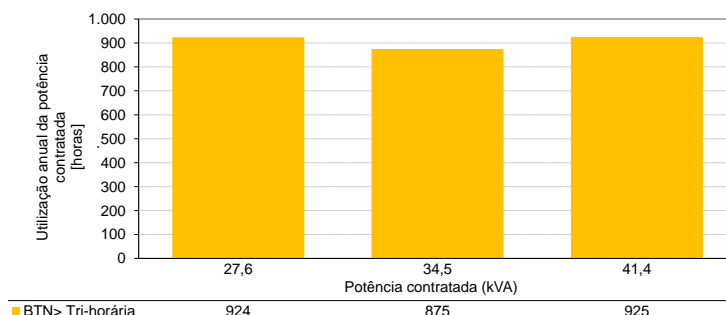
**Figura 7-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA)**



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

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)**

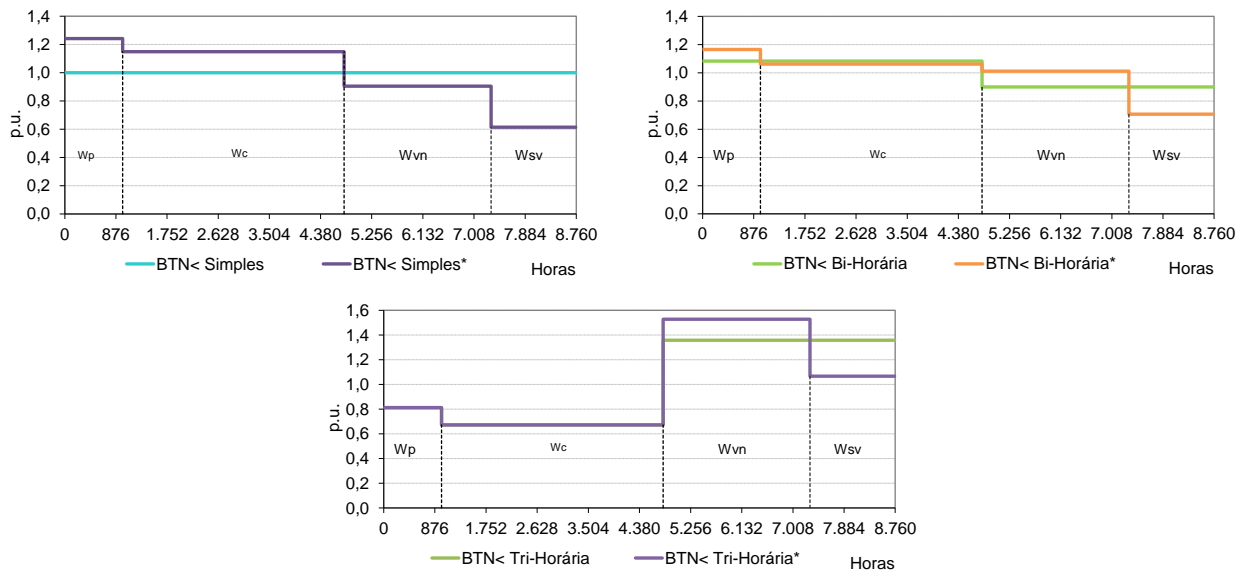


### 7.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

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, bi-horária e tri-horária.

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

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

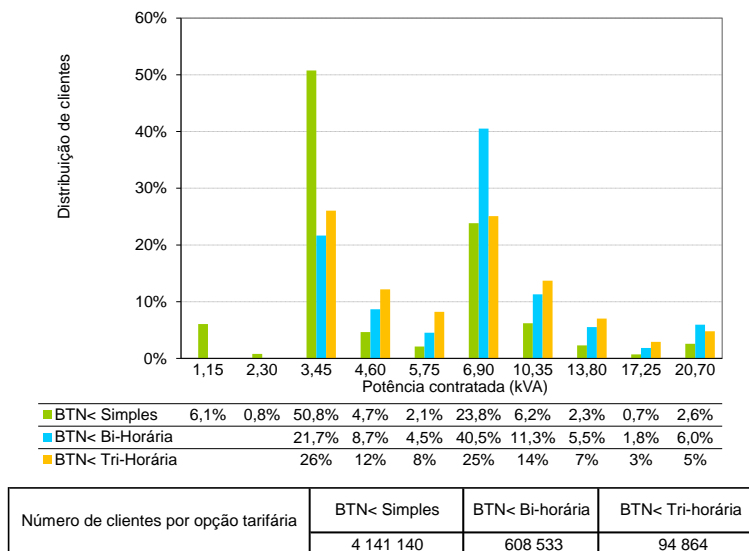


Potência de base	BTN< Simples*	BTN< Bi-Horária*	BTN< Tri-Horária*
Potência média anual [kW]	1 048 776	326 914	137 435
Potência média anual por cliente [kW]	0,27	0,54	1,45
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 381	4 706	10 433

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

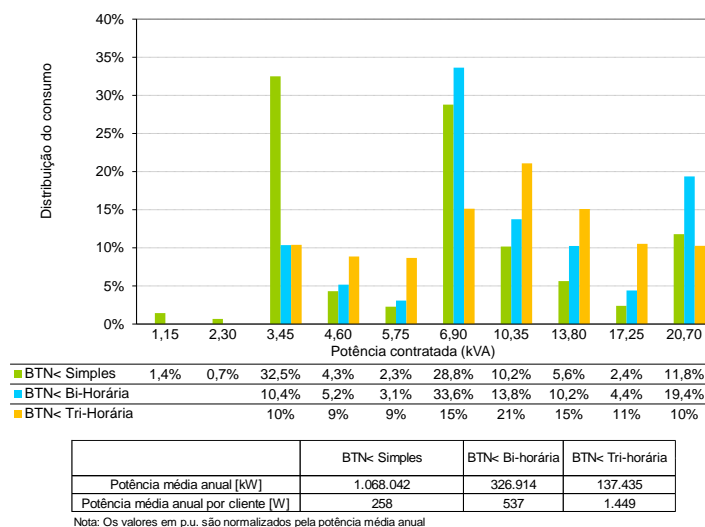
Na Figura 7-14 apresenta-se a distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em BTN< 20,7 kVA.

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



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

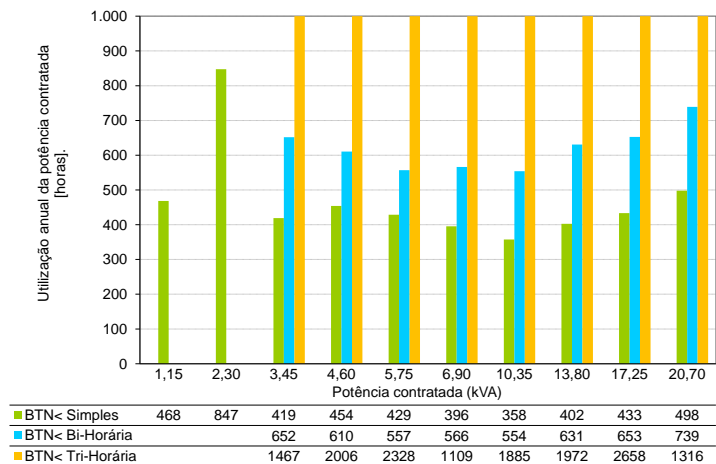
**Figura 7-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN<20,7 kVA)**





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

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





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

Os fornecimentos de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam-se do Quadro 8-1 ao Quadro 8-6. 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 8-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.

**Quadro 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)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	280	38,1%	762	0,6%
BT	455	61,9%	123 037	99,4%
BTE	54	11,9%	641	0,5%
BTN	401	88,1%	122 396	99,5%
<b>Total</b>	<b>736</b>	<b>100,0%</b>	<b>123 799</b>	<b>100,0%</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)		762
Potência (kW)		
	Horas de ponta	37 257
	Contratada	128 900
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	24 730
	Horas cheias	59 397
	Horas de vazio normal	29 588
	Horas super vazio	18 851
Períodos II, III	Horas de ponta	27 141
	Horas cheias	66 880
	Horas de vazio normal	32 781
	Horas super vazio	20 825
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	16 706 416
	Capacitiva	3 106 662

## CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2017

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

**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)		641
<b>Potência (kW)</b>		
	Horas de ponta	7 186
	Contratada	31 804
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
	Horas de ponta	10 579
	Horas cheias	26 218
	Horas de vazio normal	10 703
	Horas super vazio	6 545
<b>Energia reativa (kvarh)</b>		
	Indutiva	7 382 010
	Capacitiva	929 352

**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
<b>Potência contratada (nº de clientes)</b>		
	27,6	742
Tarifa Tri-horária	34,5	331
	41,4	409
<b>Energia ativa (MWh)</b>		
	Horas de ponta	8 557
Tarifa Tri-horária	Horas cheias	20 999
	Horas de vazio	13 815

**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 (nº de clientes)</b>		
	3,45	53 477
	4,6	749
	5,75	265
	6,9	26 292
	10,35	4 601
	13,8	1 337
	17,25	1 819
	20,7	504
	3,45	336
	4,6	35
	5,75	5
Tarifa bi-horária	6,9	930
	10,35	224
	13,8	161
	17,25	162
	20,7	28
	3,45	7 872
	4,6	928
	5,75	436
	6,9	10 286
Tarifa tri-horária	10,35	1 401
	13,8	574
	17,25	578
	20,7	2 353
<b>Energia ativa MWh</b>		
Tarifa simples		215 494
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	7 447
	Horas de vazio	4 764
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	21 024
	Horas cheias	49 130
	Horas de vazio	57 459

**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	5 328
	2,3	233
<b>Energia ativa</b>		<b>MWh</b>
Tarifa simples		2 741

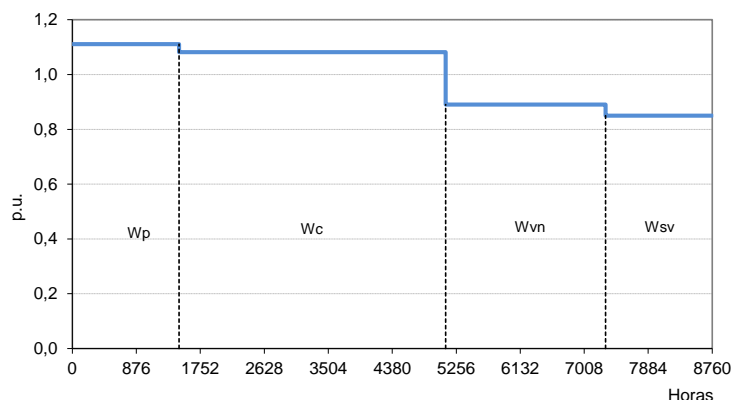
**8.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

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. 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 consumos enviada pela empresa, para o ano 2017.

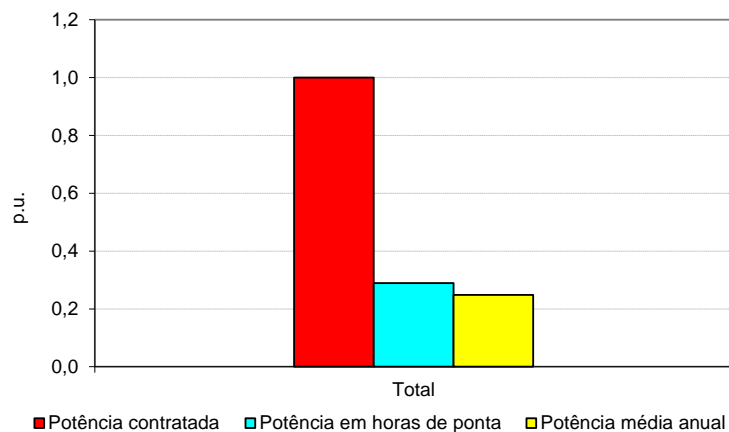
**Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário, na RAA**



Potência de base	MT
Potência média anual [kW]	31 985
Potência média anual por cliente [kW]	42
Consumo médio anual por cliente [kWh]	367 706

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

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



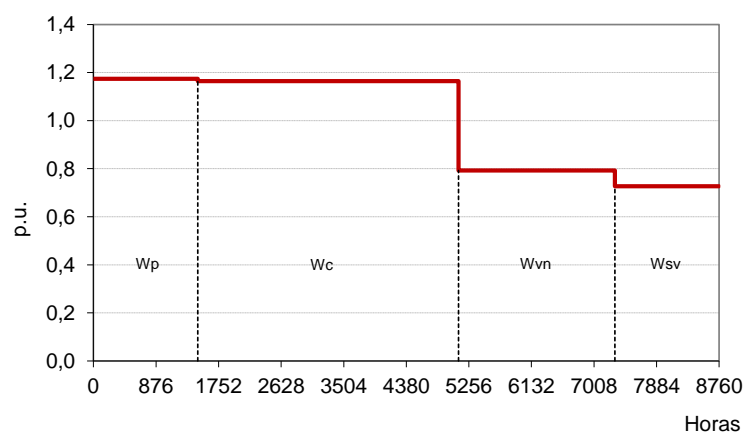
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	128 900
Potência contratada por cliente	169

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

### 8.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na 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 consumos enviada pela empresa, para o ano 2017.

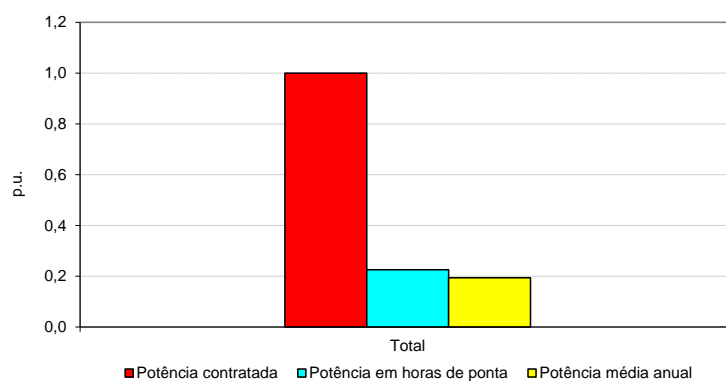
**Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário, na RAA**



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	6 169
Potência média anual por cliente [kW]	10
Consumo médio anual por cliente [kWh]	84 312

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

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



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	31 804
Potência contratada por cliente	50

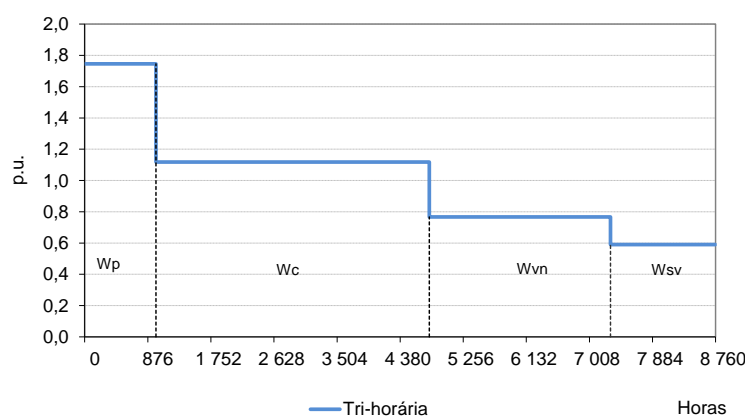
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada

### 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 a opção tarifária tri-horária.

**Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA**



Potência de base	Tri-horária
Potência média anual [kW]	4 951
Potência média anual por cliente [W]	3 341
Consumo médio anual por cliente [kWh]	29 265

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 e tarifa Tri-horária.

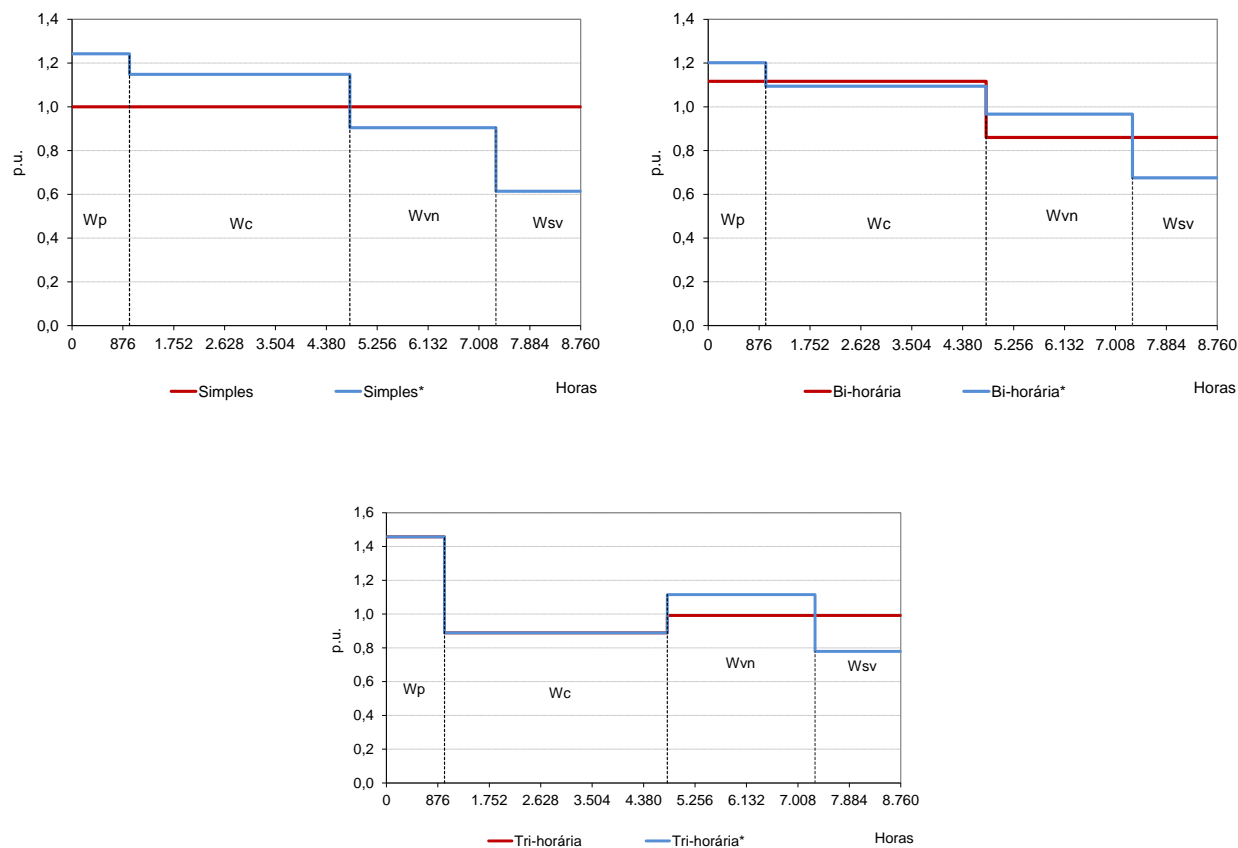
Apresentam-se, ainda, os diagramas de carga estimados para o cálculo das tarifas Simples, Bi-horária e Tri-horária desagregados por 3 períodos horários: tarifa Simples\*, tarifa Bi-horária\* e tarifa Tri-horária\*.

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 e no ponto 10.5 para a opção tarifária Simples.



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.

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



Potência de base	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual [kW]	24 600	1 394	14 568
Potência média anual por cliente [kW]	0,28	0,74	0,60
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 420	6 492	5 224

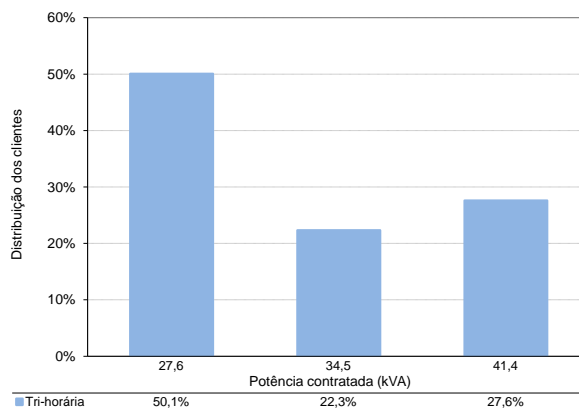
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual de cada opção

### 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.

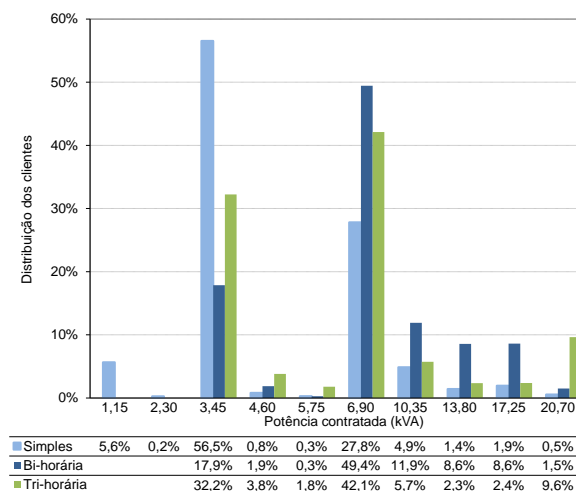
**Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA), na RAA**



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	1 482

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**



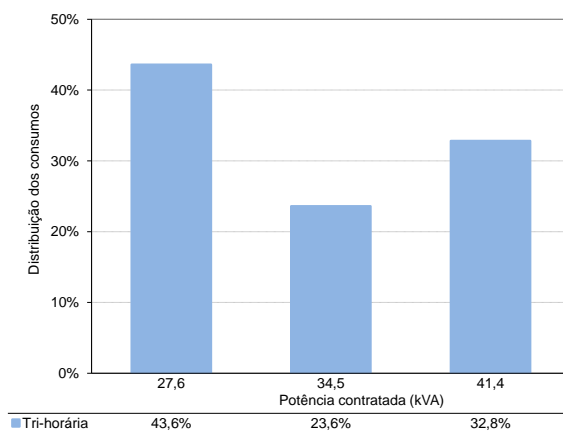
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	94 605	1 881	24 428

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

Verifica-se que na tarifa Simples de BTN≤20,7 kVA o escalão predominante é o de 3,45 kVA. Na tarifa Bi-horária e na tarifa Tri-horária o escalão predominante é o de 6,9 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.

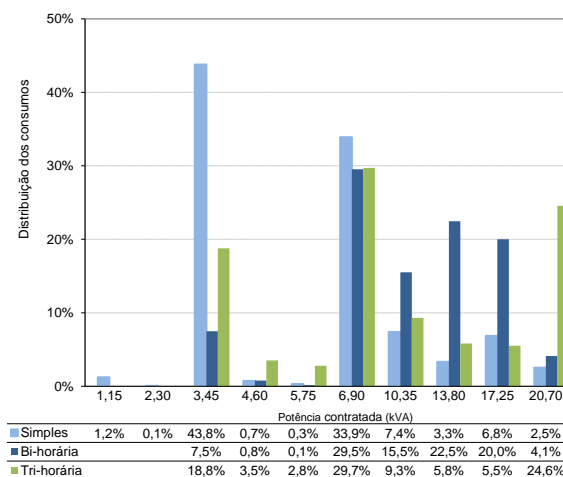
**Figura 8-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAA**



	BTN>
Potência média anual [kW]	4 951
Potência média anual por cliente [W]	3 341

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

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



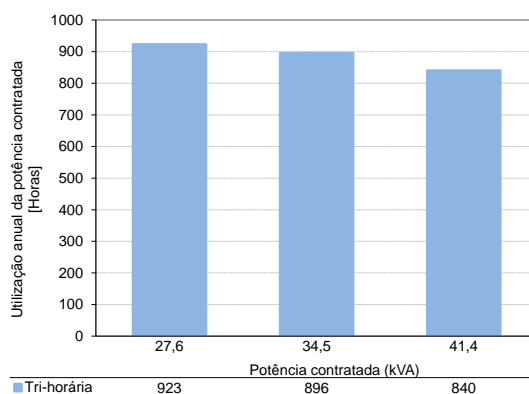
	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	24 913	1 394	14.568
Potência média anual por cliente [W]	263	741	596

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

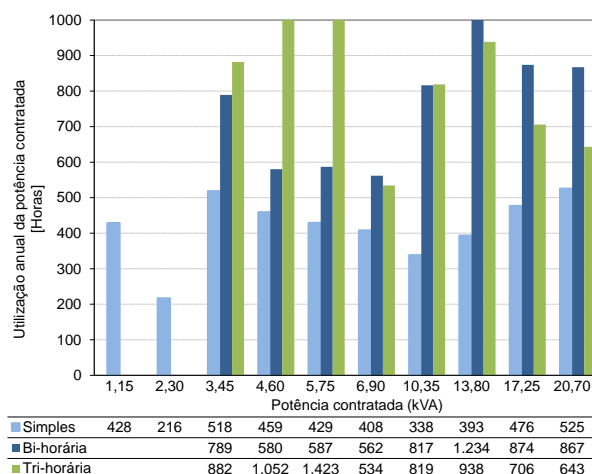
Verifica-se que na tarifa Simples de  $BTN \leq 20,7$  kVA o escalão predominante é o de 3,45 kVA. Na tarifa Bi-horária e na tarifa Tri-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

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

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



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



## *CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2017*

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

---

Na tarifa Tri-horária de  $BTN > 20,7$  kVA as maiores utilizações da potência contratada verificam-se no escalão de 27,6 kVA. Na opção Simples 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 Bi-horária os clientes do escalão 13,80 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada e na opção Tri-horária são os clientes do escalão 5,75 kVA que apresentam a maior utilização da potência contratada.

## 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 9-6. 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 9-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira.

**Quadro 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)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	208	26,0%	304	0,2%
BT	594	74,0%	136 330	99,8%
BTE	152	25,5%	1 166	0,9%
BTN	442	74,5%	135 164	99,1%
<b>Total</b>	<b>802</b>	<b>100,0%</b>	<b>136 634</b>	<b>100,0%</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)		304
Potência (kW)		
	Horas de ponta	24 901
	Contratada	85 929
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	17 396
	Horas cheias	44 886
	Horas de vazio normal	20 354
	Horas de super vazio	11 388
Períodos II, III	Horas de ponta	20 779
	Horas cheias	54 722
	Horas de vazio normal	24 758
	Horas de super vazio	13 981
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	10 415 963
	Capacitiva	0

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2017**

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

**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
<b>Termo tarifário fixo</b>	<b>(nº de clientes)</b>	1 166
<b>Potência</b>	<b>(kW)</b>	
	Horas de ponta	21 846
	Contratada	105 977
<b>Energia ativa</b>	<b>(MWh)</b>	
	Horas de ponta	30 638
	Horas cheias	76 305
	Horas de vazio normal	28 856
	Horas de super vazio	15 816
<b>Energia reativa</b>	<b>(kvarh)</b>	
	Indutiva	17 436 964
	Capacitiva	0

**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>	
	27,6	877
	34,5	664
	41,4	742
<b>Energia ativa</b>	<b>(MWh)</b>	
	Horas de ponta	14 463
	Horas cheias	34 533
	Horas de vazio	22 827



## CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2017

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

**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	48 905
	4,6	699
	5,75	238
	6,9	58 692
	10,35	3 635
	13,8	2 108
	17,25	931
	20,7	2 936
Tarifa bi-horária	3,45	1 344
	4,6	85
	5,75	24
	6,9	6 214
	10,35	630
	13,8	446
Tarifa tri-horária	17,25	170
	20,7	726
	3,45	366
	4,6	94
	5,75	114
	6,9	127
	10,35	297
	13,8	219
17,25	142	
20,7	147	
<b>Energia ativa</b>		<b>MWh</b>
Tarifa simples		275 874
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	30 252
	Horas de vazio	16 016
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	5 108
	Horas cheias	9 024
	Horas de vazio	31 820

**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	3 245
	2,3	347
<b>Energia ativa</b>		<b>MWh</b>
Tarifa simples		2 392

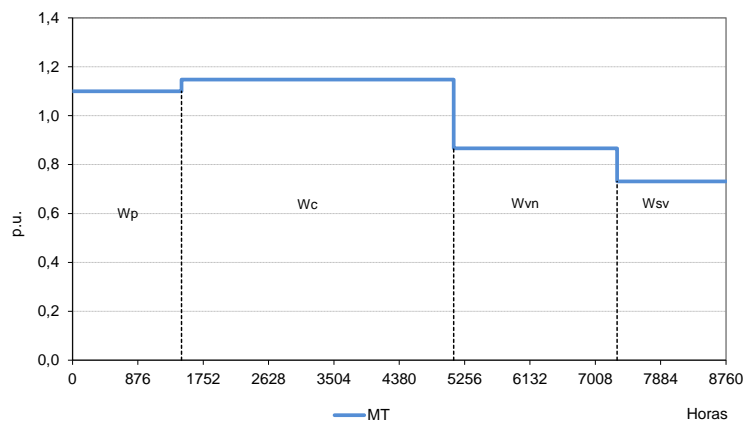
### 9.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

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. 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. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2017.

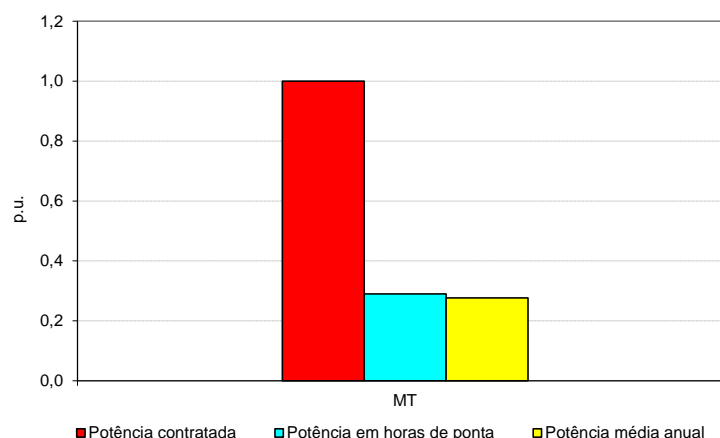
**Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário, na RAM**



Potência de base	MT
Potência média anual [kW]	23 774
Potência média anual por cliente [kW]	78
Consumo médio anual por cliente [kWh]	685 376

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

**Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT, na RAM**



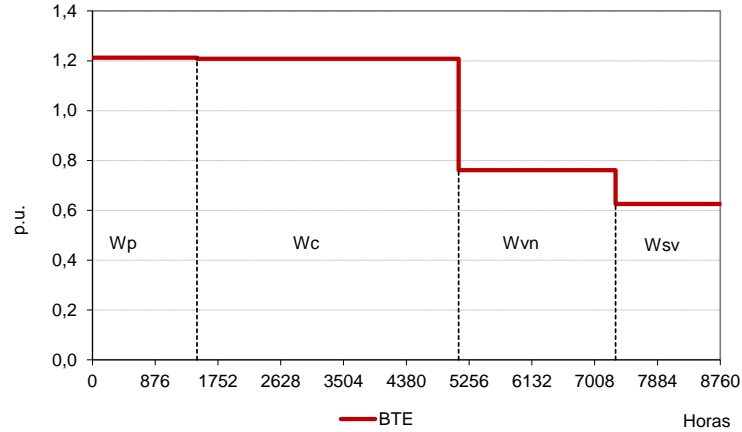
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada [kW/mês]	85 929
Potência contratada por cliente [kW/mês]	283

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

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. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2017.

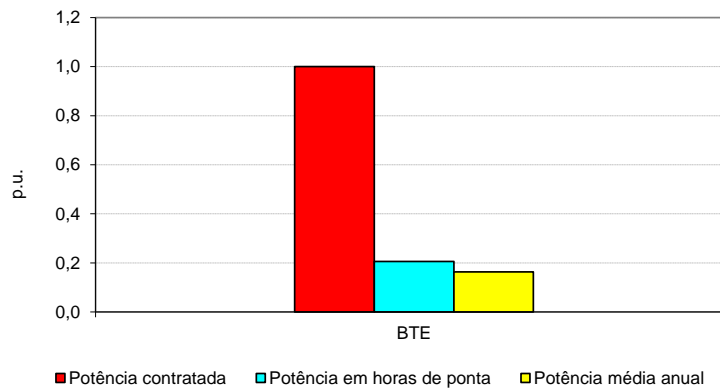
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário, na RAM



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	17 308
Potência média anual por cliente [kW]	15
Consumo médio anual por cliente [kWh]	130 056

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

Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE, na RAM



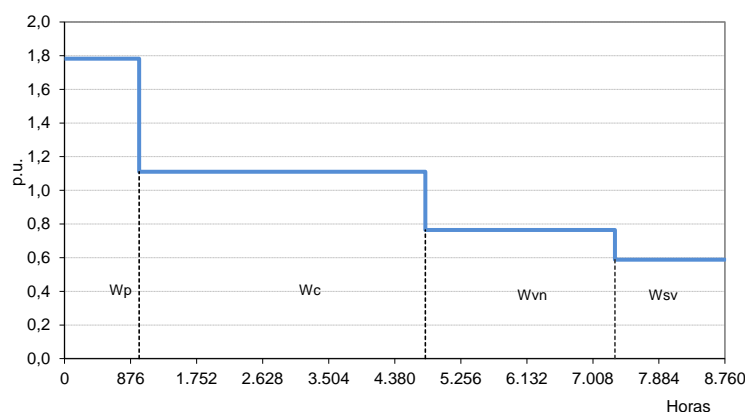
Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada [kW/mês]	105 977
Potência contratada por cliente [kW/mês]	91

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 superior a 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 a opção tarifária tri-horária.

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



Potência de base	BTN>
Potência média anual [kW]	8 199
Potência média anual por cliente [kW]	4
Consumo médio anual por cliente [kWh]	31 467

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

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

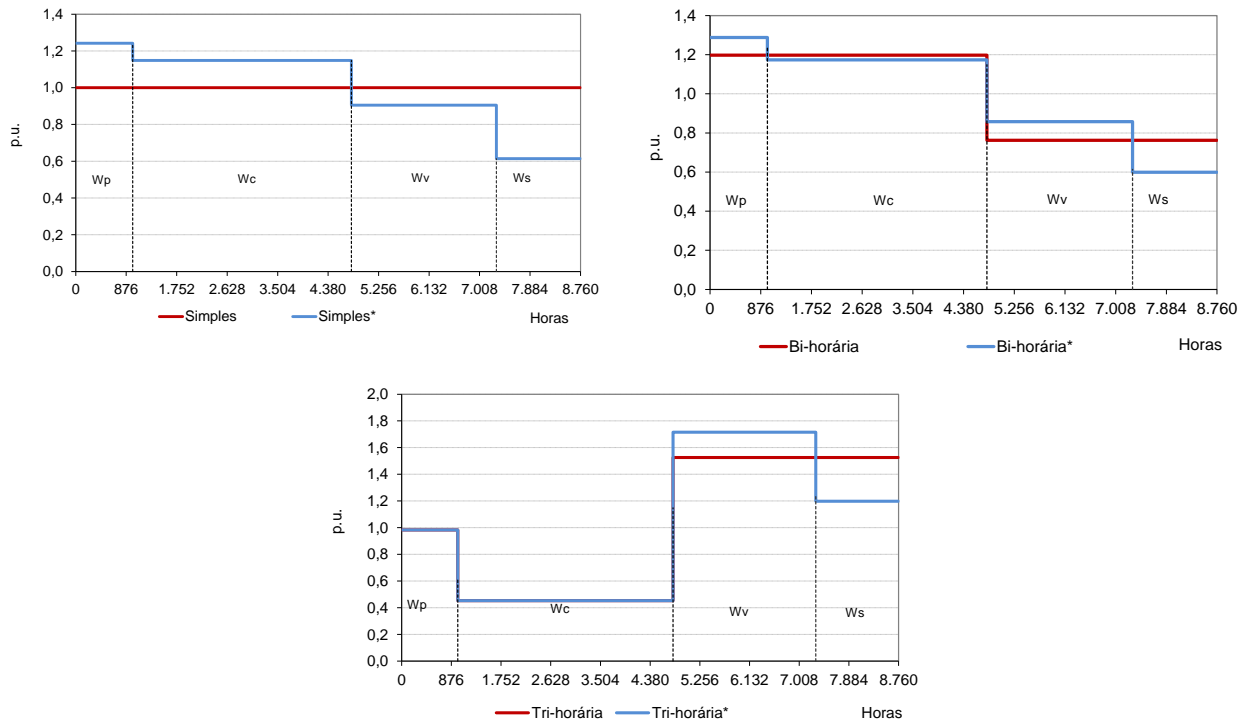
Na Figura 9-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN, com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se, ainda, os diagramas de carga estimados para o cálculo das tarifas Simples, Bi-horária e Tri-horária, desagregados por 3 períodos horários: tarifa Simples\*, tarifa Bi-horária\* e tarifa Tri-horária\*.

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 e no ponto 10.5 para a opção tarifária Simples.

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.

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



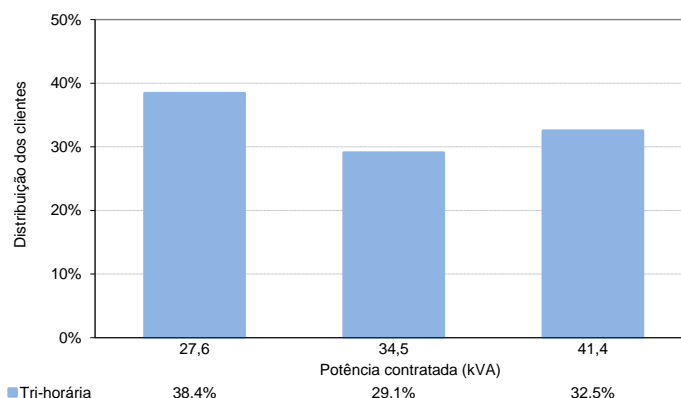
Potência de base	Simple	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual [kW]	31 492	5 282	5 246
Potência média anual por cliente [kW]	0,27	0,55	3,48
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 335	4 800	30 512

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

### 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.

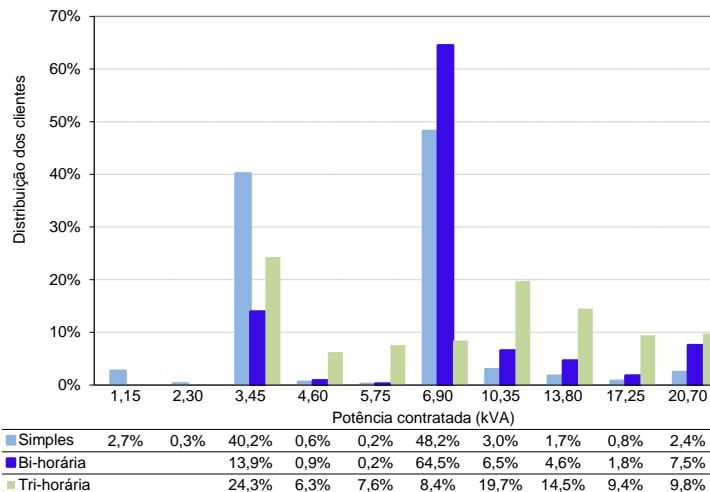
**Figura 9-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM**



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	2 282

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

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



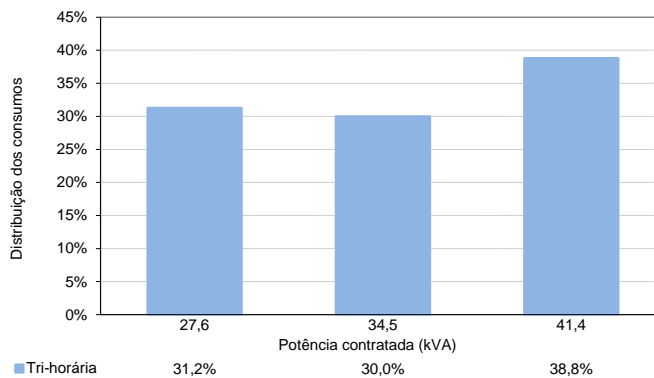
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simple	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	121 737	9 639	1 506

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

Verifica-se que o escalão de 6,9 kVA é o mais frequente na tarifa Simple de  $BTN \leq 20,7$  kVA. Na tarifa Bi-horária o escalão mais frequente é igualmente o de 6,9 kVA. Para a opção tarifária Tri-horária o escalão predominante é o de 3,45 kVA.

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

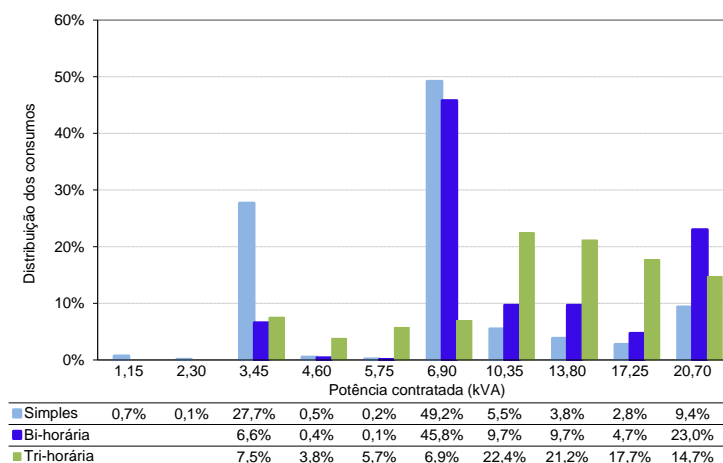
**Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM**



BTN>	
Potência média anual [kW]	8 199
Potência média anual por cliente [W]	3 592
Consumo médio anual por cliente [kWh]	31 467

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

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



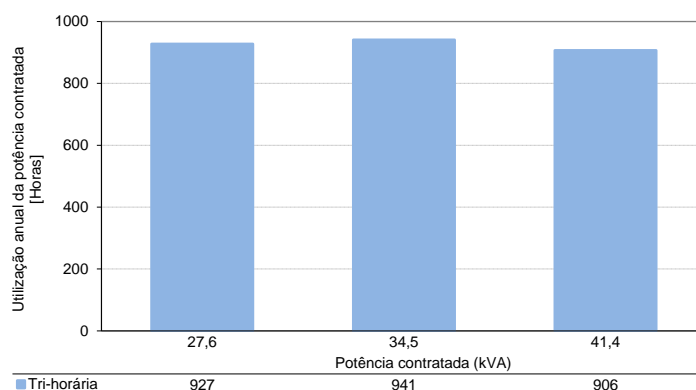
	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	31 766	5 282	5 246
Potência média anual por cliente [kW]	261	548	3 483
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 286	4 800	30 512

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

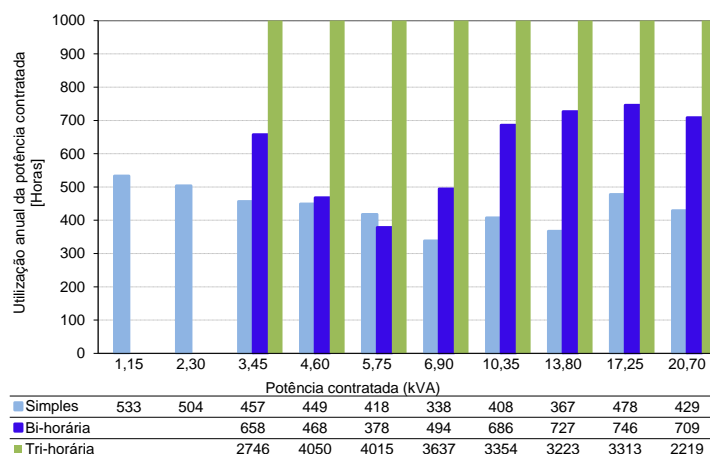
Verifica-se que o escalão de 6,9 kVA é o mais frequente na tarifa Simples de  $BTN \leq 20,7$  kVA. Na tarifa Bi-horária o escalão mais frequente é igualmente o de 6,9 kVA. Para a opção tarifária Tri-horária o escalão predominante é o de 10,35kVA.

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

**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**



Na tarifa Tri-horária de  $BTN > 20,7$  kVA as maiores utilizações da potência contratada verificam-se no escalão de 34,5 kVA. Na opção Simples das tarifas de  $BTN \leq 20,7$  kVA os clientes do escalão 1,15 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada, na opção Bi-horária são os clientes do



## *CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2017*

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

---

escalão 17,25 kVA que apresentam a maior utilização da potência contratada e na opção Tri-horária são os clientes do escalão 4,60 kVA que apresentam a maior utilização da potência contratada.



## 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 suportar a proposta de perfis de consumo tipo aplicáveis a consumidores no Mercado Livre e do Comercializador de Último Recurso partiu-se dos estudos apresentados pela EDP Distribuição.

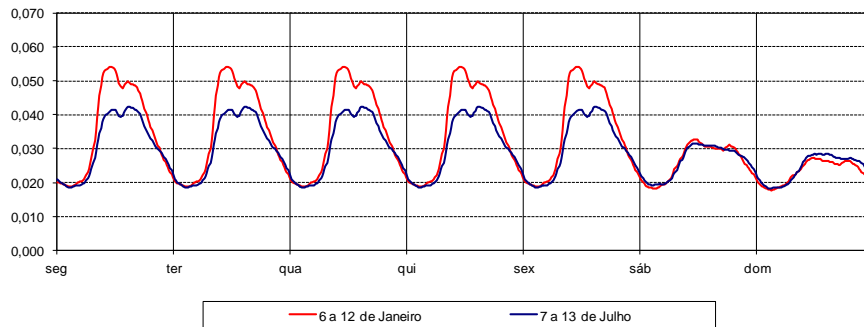
Na Diretiva n.º 5/2014, de 16 de janeiro, foram aprovados os perfis de consumo aplicáveis a instalações em Média Tensão (MT), Baixa Tensão Normal (BTN) e Baixa Tensão Especial (BTE), e o diagrama de carga de referência aplicáveis em 2014, a que se refere o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. Para as instalações em BTE é aprovado um perfil de consumo e para as instalações em BTN são aprovados três perfis de consumo com a segmentação apresentada no 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

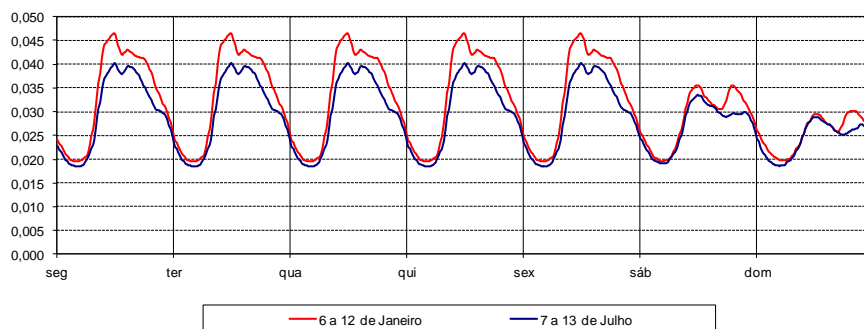
A Figura 10-1 apresenta duas semanas, considerando o período húmido e seco, do perfil para BTE. Os valores das ordenadas são valores normalizados, obtidos segundo a metodologia descrita nos trabalhos de caracterização do consumo elaborados pela EDP Distribuição.

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

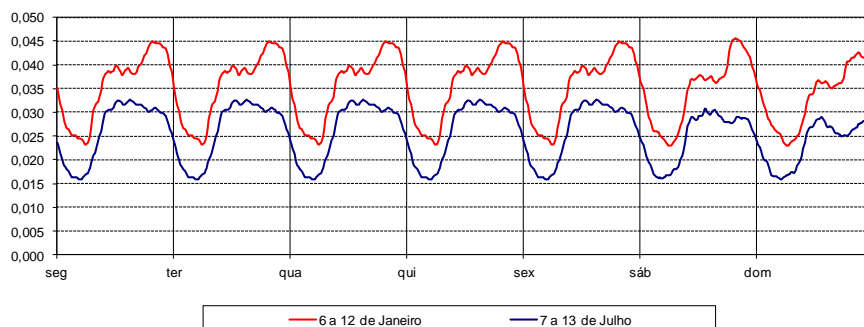


De modo análogo ao efetuado para BTE apresenta-se a Figura 10-2, Figura 10-3 e Figura 10-4 para BTN. Analisando estas figuras é possível observar as diferenças no comportamento do consumo, entre o período húmido e seco, consoante se trata dum consumo profissional (maioritariamente BTN Classe A) ou residencial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

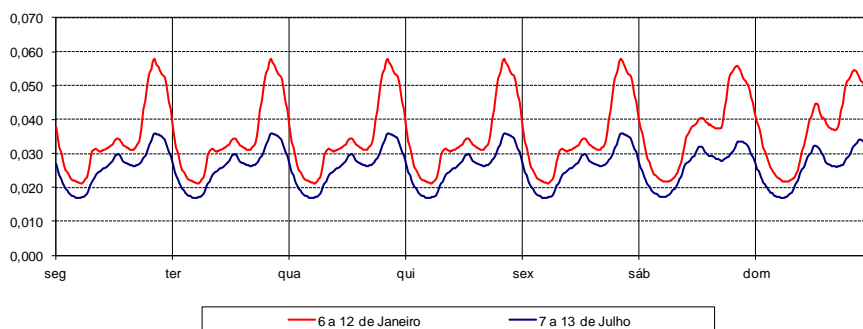
**Figura 10-2 - Perfil de consumo para BTN Classe A**



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



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



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 2017, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas para o ano de 2015, 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%	53%	52%
Período II, III	37%	48%	48%	47%	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 2017, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas para o ano de 2015, e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-3 e no Quadro 10-4 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 10-3 - 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	36%	16%
Período II, III	33%	15%

**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	62%	50%	52%
Período II, III	38%	50%	48%

### 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 27% BTN Classe A, 11% BTN Classe B e 62% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos e nas quantidades previstas para o ano de 2017, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2015 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	39%	16%
Período II, III	32%	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	67%	51%	54%
Período II, III	33%	49%	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 27% BTN Classe A, 11% BTN Classe B e 62% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos anteriormente e nas quantidades para o ano de 2017, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2015 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%	40%
Período II, III	7%	38%

**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	39%	16%
Período II, III	32%	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	67%	51%	54%
Período II, III	33%	49%	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 13 % BTN Classe A e 87 % BTN Classe C, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades no ano de 2017, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2015, e considerando um ciclo semanal sem feriados.

Considera-se que o perfil de consumo médio obtido com base nas percentagens anteriores, deve ser ajustado, por forma a obter-se um diagrama de carga típico dos clientes em tarifa simples mais representativo da realidade dos consumos nacionais.

Considerando que os perfis de consumo traduzem o diagrama de carga médio de uma amostra de consumidores que integra tanto consumos em tarifa simples como consumos nas tarifas bi-horária e tri-horária e que a informação comercial revela que os consumos de vazio nas opções multi-tarifa são mais pronunciados que os revelados pelo perfil médio, justifica-se proceder a um ajuste ao diagrama de carga médio obtido com base nas percentagens anteriores para a determinação do diagrama de carga dos consumos em tarifa simples.

Para determinar este ajuste toma-se em consideração, por um lado, a informação dos perfis de consumo e por outro lado, a informação dos consumos nos períodos de vazio e de fora de vazio das opções bi-horária e tri-horária. Em resultado desta situação observa-se que o diagrama de carga dos consumos em tarifa simples apresenta uma transferência de consumos do período de vazio para o período de fora de vazio face ao diagrama de carga médio obtido com base nas percentagens anteriores.

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%	25%	14%	6%
Período II, III	4%	24%	12%	5%



## 11 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

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

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

Conforme previsto regulamentarmente, a EDP Distribuição na qualidade de operador da RND, em coordenação com o operador da rede de transporte, enviou uma proposta de fatores de ajustamento para perdas.

Após análise da proposta enviada pela EDP Distribuição, e sublinhando a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, a ERSE mantém em vigor para 2017 os fatores de ajustamento para perdas que vigoraram em 2016.

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 2017 perfis de perdas com discriminação de 15 minutos para aplicação às quantidades de energia das carteiras dos comercializadores. Estes perfis serão consonantes com os fatores de ajustamento para perdas agora publicados.

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

(%)	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
$\gamma_{MAT}^h$	1,25	1,21	1,26	1,25
$\gamma_{AT/RNT}^h$	1,67	1,61	1,69	1,66
$\gamma_{AT}^h$	1,62	1,46	1,21	1,01
$\gamma_{MT}^h$	4,72	4,15	3,36	2,68
$\gamma_{BT}^h$	9,68	8,69	7,46	4,56

---

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

A empresa Eletricidade dos Açores (EDA) enviou à ERSE uma proposta de atualização dos valores para os fatores de ajustamento para perdas nas suas redes de transporte e distribuição para 2017.

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

Conforme indicado na proposta de fatores de ajustamento a vigorar para o período regulatório 2015-2017, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

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

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

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

	(%)	Períodos horários (h)			
Ilha	Fator	Ponta	Cheias	Vazio	Super vazio
S. Maria	$\gamma_{MT}^h$	1,10	1,05	1,03	0,93
S. Miguel	$\gamma_{AT}^h$	0,26	0,26	0,29	0,32
	$\gamma_{MT}^h$	1,42	1,40	1,37	1,38
Terceira	$\gamma_{MT}^h$	2,18	2,12	1,86	1,68
Graciosa	$\gamma_{MT}^h$	0,45	0,43	0,39	0,34
S. Jorge	$\gamma_{MT}^h$	3,02	2,80	2,45	2,06
Pico	$\gamma_{MT}^h$	3,64	3,55	3,35	2,92
Faial	$\gamma_{MT}^h$	1,03	1,01	0,87	0,72
Flores	$\gamma_{MT}^h$	0,67	0,66	0,62	0,54
Corvo	$\gamma_{MT}^h$	0,06	0,05	0,05	0,05

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

A Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou à ERSE a proposta de valores para os fatores de ajustamento para perdas nas suas redes para 2017, resultado de um estudo efetuado pela empresa para as ilhas da Madeira e de Porto Santo.

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

Conforme indicado na proposta de fatores de ajustamento a vigorar para o período regulatório 2015-2017, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

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

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

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

	(%)	Períodos horários (h)		
Ilha	Fator	Ponta	Cheias	Vazio
Madeira	$\gamma_{AT}^h$	0,39	0,36	0,32
	$\gamma_{MT}^h$	2,73	2,66	2,55
Porto Santo	$\gamma_{MT}^h$	2,10	2,16	2,19

## 12 PERÍODOS HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no Regulamento Tarifário são diferenciados por tipo de ciclo de contagem, em função do nível de tensão, conforme se apresenta no seguinte quadro.

**Quadro 12-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários**

PORTUGAL CONTINENTAL	REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA
Consumidores em MAT, AT e MT: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Semanal</li> <li>• Ciclo Semanal opcional</li> </ul>	Consumidores em MT e BTE: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Diário</li> <li>• Ciclo Diário opcional</li> </ul>	Consumidores em AT, MT e BTE: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Diário</li> <li>• Ciclo Diário opcional</li> </ul>
Consumidores em BTE e BTN; <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Semanal</li> <li>• Ciclo Diário</li> </ul>	Consumidores em BTN: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Diário</li> </ul>	Consumidores em BTN: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Diário</li> </ul>

MAT – Muito Alta Tensão; AT – Alta Tensão; MT – Média Tensão; BTE – Baixa Tensão Especial e BTN – Baixa Tensão Normal.

O ciclo diário caracteriza-se por uma definição (duração e localização) dos períodos horários igual para todos os dias da semana, i.e., não é apresentada diferenciação entre os dias úteis e os fins-de-semana. Neste ciclo, apenas é considerada a distinção dos dois períodos de Hora Legal (Verão e Inverno).

O ciclo semanal caracteriza-se por uma definição dos períodos horários em três categorias: (i) os dias úteis, (ii) os sábados e os (iii) domingos. Inclui ainda a distinção dos dois períodos de Hora Legal (Verão e Inverno). No ciclo semanal os feriados nacionais são considerados como períodos de vazio nas opções tetra-horárias de MAT, AT e MT (ciclo semanal com feriados).

Para Portugal continental o Regulamento Tarifário define a duração dos períodos horários para o ciclo diário do seguinte modo:

**Quadro 12-2 - Ciclo diário em Portugal Continental**

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

A duração dos períodos horários para o ciclo semanal e para Portugal continental é definida do seguinte modo:

**Quadro 12-3 - Ciclo Semanal em Portugal Continental**

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
<b>Segunda a Sexta-feira</b>	<b>Segunda a Sexta-feira</b>
Ponta: 5 h / dia	Ponta: 3 h / dia
Cheias: 12 h / dia	Cheias: 14 h / dia
Vazio normal: 3 h / dia	Vazio normal: 3 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
<b>Sábados</b>	<b>Sábados</b>
Cheias: 7 h / dia	Cheias: 7 h / dia
Vazio normal: 13 h / dia	Vazio normal: 13 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
<b>Domingos</b>	<b>Domingos</b>
Vazio normal: 20 h / dia	Vazio normal: 20 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

Relativamente às regiões autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), o Regulamento Tarifário prevê a existência de um único ciclo de contagem em ciclo diário, caracterizado de forma análoga ao seu equivalente de Portugal continental e definido do seguinte modo:

**Quadro 12-4 - Ciclo Diário na RAA e na RAM**

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

---

A localização horária dos períodos tarifários foi determinada de modo a maximizar-se a eficiência dos sinais preço, quer das tarifas de acesso às redes, quer das tarifas de energia. Os estudos sobre a localização dos períodos tarifários determinaram a aprovação de diversas tipologias de ciclos de contagem, quer com estrutura semanal, quer com estrutura diária para os diversos níveis de tensão. Nalgumas situações oferecem-se períodos horários alternativos na medida em que ambas as soluções permitem assegurar a transmissão de sinais económicos eficientes.

Considera-se que qualquer modificação dos períodos horários em vigor deverá ser precedida de estudos que demonstrem a sua valia económica. O Regulamento Tarifário estabelece a obrigação dos operadores de rede submeterem à ERSE um Plano para implementação de Projetos Piloto que permitam o teste de novas estruturas tarifárias mais adequadas aos custos causados por cada consumidor, designadamente tarifas dinâmicas. Estes Projetos Piloto permitirão proceder a uma avaliação benefício-custo que identifique o mérito destas novas estruturas tarifárias. Considera-se neste contexto estarem reunidas as condições para se melhorar a atual estrutura tarifária e designadamente para se introduzirem aperfeiçoamentos nos períodos horários em vigor, se as análises benefício-custo a realizar resultarem positivas. Os operadores de rede apresentaram à ERSE os planos referidos, que se encontram em fase de avaliação. Em breve será lançada uma consulta aos interessados sobre este tema.

Para as tarifas de acesso às redes dos clientes em MAT, AT e MT em Portugal continental aplica-se o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional. Para os clientes em BTE e BTN aplica-se o ciclo semanal e o ciclo diário. Para as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AT e MT, em Portugal continental, aplica-se adicionalmente o ciclo diário transitório.

Aos clientes em AT, MT e BTE nas Regiões Autónomas aplica-se o ciclo de contagem diário e o ciclo diário opcional. Para os clientes em BTN aplica-se o ciclo diário.

**Quadro 12-5 - Períodos horários para as tarifas de energia elétrica em 2017**

**PORTUGAL CONTINENTAL**

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

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

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

<b>Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
<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 AT e MT:

<b>Ciclo diário transitório para 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 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.

Os consumidores de energia elétrica em MAT, AT e MT em Portugal continental podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional. Os consumidores de energia elétrica em MT na Regiões Autónomas podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo diário e o ciclo diário opcional.