

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2013**

Dezembro 2012

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
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	3
2.1	Balanço de energia elétrica para o Continente	3
2.2	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma dos Açores	14
2.3	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma da Madeira	15
2.4	Consumos e número de consumidores de energia elétrica em Portugal	15
3	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE	17
3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	17
3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	18
4	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	21
4.1	Fatores de simultaneidade nas redes	21
4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	22
4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	23
4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	25
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	29
5.1	Tarifa Transitória de Energia	29
5.2	Tarifas de Comercialização	30
6	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	31
6.1	Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de venda a clientes finais de Portugal continental	32
6.2	Caracterização do consumo nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal Continental	35
6.2.1	Média Tensão	35
6.2.2	Baixa Tensão Especial	37
6.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA)	38
6.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)	38
6.3	Caracterização da potência contratada em Baixa Tensão Normal	39
7	PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO	43
7.1	Quantidades consideradas no mercado liberalizado	44
7.2	Caracterização do consumo dos clientes no mercado liberalizado	46
7.2.1	Muito Alta Tensão	46
7.2.2	Alta Tensão	47
7.2.3	Média Tensão	48

7.2.4	Baixa Tensão Especial.....	49
7.2.5	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	50
7.2.6	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	52
8	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	55
8.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	56
8.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	57
8.2.1	Média Tensão.....	58
8.2.2	Baixa Tensão Especial.....	59
8.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	60
8.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	60
8.3	Caracterização da potência contratada da RAA em Baixa Tensão Normal	61
9	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	65
9.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	66
9.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	67
9.2.1	Média Tensão.....	68
9.2.2	Baixa Tensão Especial.....	69
9.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	70
9.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	71
9.3	Caracterização da potência contratada da RAM em Baixa Tensão Normal.....	72
10	PERFIS DE CONSUMO	77
10.1	Diagrama de Carga em BTE.....	79
10.2	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (>20,7 kVA).....	80
10.3	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (\leq 20,7 kVA).....	80
10.4	Diagrama de Carga em BTN Bi-horária.....	81
10.5	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	82
11	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES	83
11.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes	83
11.1.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	83
11.1.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores	84
11.1.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	85
12	PERÍODOS HORÁRIOS	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Estrutura de consumos por mercado e nível de tensão.....	5
Figura 2-2 - Número acumulado de clientes no mercado livre	10
Figura 2-3 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado.....	11
Figura 2-4 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão	12
Figura 2-5 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2012 e 2013	13
Figura 2-6 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2012 e 2013.....	13
Figura 3-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da UGS em 2013	17
Figura 3-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2013.....	19
Figura 3-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT	20
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de UGS em 2013	23
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2013.....	25
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT	25
Figura 4-4 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URD em 2013	27
Figura 4-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD	28
Figura 5-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa transitória de energia	30
Figura 6-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	36
Figura 6-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT.....	36
Figura 6-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	37
Figura 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE.....	37
Figura 6-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	38
Figura 6-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	39
Figura 6-7 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)	40
Figura 6-8 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	40
Figura 6-9 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)	41
Figura 6-10 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	41
Figura 6-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>20,7 kVA)	42
Figura 6-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN≤20,7 kVA).....	42
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário.....	46

Figura 7-2 - Potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT	47
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário.....	47
Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT	48
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário.....	48
Figura 7-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT	49
Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário.....	49
Figura 7-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	50
Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período tarifário	50
Figura 7-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA)	51
Figura 7-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA)	51
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA).....	52
Figura 7-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária.....	52
Figura 7-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	53
Figura 7-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN<20,7 kVA).....	54
Figura 7-16 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN<20,7 kVA).....	54
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário	58
Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT ...	58
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário.....	59
Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE.....	59
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA	60
Figura 8-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA	61
Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA), na RAA	62
Figura 8-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA), na RAA	62
Figura 8-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAA.....	63

Figura 8-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAA	63
Figura 8-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($> 20,7$ kVA), na RAM	64
Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	64
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário	68
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT ...	69
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário	69
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE	70
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($> 20,7$ kVA), discriminado por posto horário, na RAM	70
Figura 9-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM	72
Figura 9-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($> 20,7$ kVA), na RAM	73
Figura 9-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	73
Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($> 20,7$ kVA), na RAM	74
Figura 9-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	74
Figura 9-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($> 20,7$ kVA), na RAM	75
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	75
Figura 10-1 - Perfil de consumo para BTE em 2007	78
Figura 10-2 - Perfil de consumo para BTN Classe A em 2007	78
Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2007	78
Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2007	79
Figura 10-5 - Perfil de consumo para IP em 2007	79

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas	3
Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores no período 2010 a 2013	4
Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica no período 2010 a 2013	4
Quadro 2-4 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2009 a 2013	7
Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental para 2010 a 2013	8
Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura de 2010 a 2013	8
Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA	14
Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM	15
Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal	16
Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte	17
Quadro 3-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} do ORT	18
Quadro 3-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do ORT	18
Quadro 3-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do ORT	19
Quadro 4-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	21
Quadro 4-2 - Coeficientes de simultaneidade de uso de redes para 2013	22
Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema	22
Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT}	24
Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT}	24
Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT}	26
Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT}	26
Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT}	27
Quadro 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa transitória de energia	29
Quadro 5-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT, BTE e BTN	30
Quadro 6-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN do comercializador de último recurso	31
Quadro 6-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT	32
Quadro 6-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE	32
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)	33
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	33

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).....	34
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).....	34
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.....	35
Quadro 7-1 - Resumo das quantidades previstas para os clientes no mercado liberalizado.....	43
Quadro 7-2 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT.....	44
Quadro 7-3 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT.....	44
Quadro 7-4 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT.....	44
Quadro 7-5 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	45
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($> 20,7$ kVA).....	45
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).....	45
Quadro 7-8 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	46
Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	55
Quadro 8-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em MT.....	56
Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTE.....	56
Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($> 20,7$ kVA) Tri-horária.....	56
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).....	57
Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	57
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	65
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT.....	66
Quadro 9-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE.....	66
Quadro 9-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($> 20,7$ kVA) Tri-horária.....	66
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).....	67
Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	67

Quadro 10-1 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN	77
Quadro 10-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTE	80
Quadro 10-3 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA).....	80
Quadro 10-4 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA)	80
Quadro 10-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (\leq 20,7 kVA).....	81
Quadro 10-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (\leq 20,7 kVA).....	81
Quadro 10-7 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária	81
Quadro 10-8 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária.....	82
Quadro 10-9 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária.....	82
Quadro 10-10 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples	82
Quadro 11-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	84
Quadro 11-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	85
Quadro 11-3 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira.....	86
Quadro 12-1 - Períodos horários para as tarifas de energia elétrica em 2013.....	87

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 2013. 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 associada aos comercializadores de último recurso em Portugal continental considerou-se a extinção das tarifas reguladas até 1 de janeiro de 2013, nos termos do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março. Desta forma assume-se que a saída efetiva para o mercado dos clientes se processará de forma gradual ao longo do período de aplicação das tarifas transitórias.

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 aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT, BTE e BTN de Portugal continental.
- No capítulo 7 apresentam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado em Portugal continental.

- Nos capítulos 8 e 9 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM, respetivamente.
- No capítulo 10 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BT.
- No capítulo 11 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas nas redes de transporte e distribuição (no termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações).
- No capítulo 12 apresentam-se os períodos tarifários de entrega de energia elétrica correspondentes a cada ciclo de contagem.

2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo justificam-se os pressupostos considerados pela ERSE na definição do balanço de energia elétrica que suporta o cálculo das tarifas de energia elétrica para o ano de 2013, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas. As quantidades globais assumidas têm como base a informação das previsões enviadas pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão, às quotas de consumo do mercado liberalizado, ao nível de perdas nas redes, bem como a análise realizada pela ERSE 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.

2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONTINENTE

SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS PREVISTOS PARA OS ANOS 2012 E 2013

Na presente secção justifica-se a evolução das variáveis físicas que afetam a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para 2013. O Quadro 2-1 apresenta a variação das quantidades consideradas para tarifas 2013 face aos valores do ano anterior, sendo visível um acentuado decréscimo do consumo.

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

Fornecimentos de energia elétrica (GWh)			
	Tarifas 2012	Tarifas 2013	$\Delta\%$ T2013 / T2012
Fornecimentos CUR + ML	47 583	45 399	-4,6%
MAT	1 801	1 732	-3,8%
AT	6 662	6 308	-5,3%
MT	14 161	13 964	-1,4%
BTE	3 623	3 438	-5,1%
BTN	19 730	19 203	-2,7%
IP	1 606	754	-53,1%

Os valores previstos para 2012 e 2013 do número de consumidores e respetivos consumos são sintetizados no Quadro 2-2 e no Quadro 2-3, respetivamente.

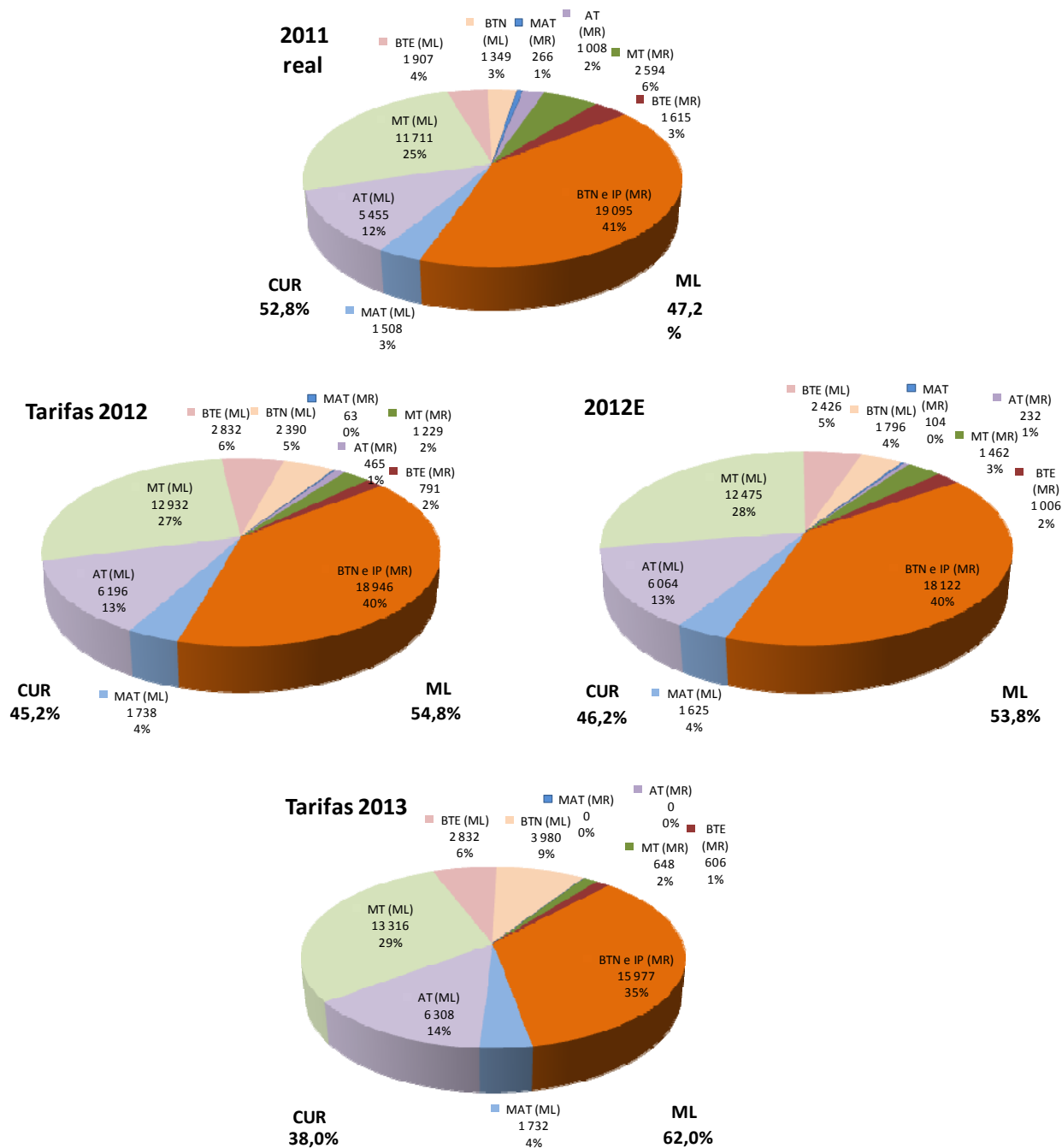
Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores no período 2010 a 2013

	Número médio de consumidores								
	2010 real	2011 real	Δ%	Tarifas 2012	2012 ^E	Δ% 2012 ^E / T2012	Δ% 2012 ^E / 2011 real	Tarifas 2013	Δ% T2013 / 2011 real
N. de consumidores no CUR	5 817 240	5 781 793	-0,6%	5 485 105	5 595 698	2,0%	-3,2%	5 229 407	-9,6%
MAT	24	17	-29,2%	7	8	15,6%	-51,1%	0	-100,0%
AT	185	132	-28,6%	57	40	-30,0%	-69,6%	0	-100,0%
MT	15 242	10 571	-30,6%	4 669	5 749	23,1%	-45,6%	4 538	-57,1%
BTE	26 115	20 729	-20,6%	9 428	13 208	40,1%	-36,3%	11 167	-46,1%
BTN	5 724 468	5 697 505	-0,5%	5 417 341	5 521 463	1,9%	-3,1%	5 182 353	-9,0%
IP	51 206	52 839	3,2%	53 603	55 229	3,0%	4,5%	31 349	-40,7%
N. de consumidores no ML	317 187	361 571	14,0%	671 706	585 703	-12,8%	62,0%	989 854	173,8%
MAT	33	45	13,6%	50	52	2,7%	5,4%	60	32,6%
AT	78	136	74,4%	210	222	5,7%	2,7%	265	94,9%
MT	7 976	12 829	60,8%	18 851	17 614	-6,6%	37,3%	18 857	47,0%
BTE	7 370	13 043	77,0%	24 595	22 168	-9,9%	70,0%	24 791	90,1%
BTN	301 730	335 518	11,2%	628 000	545 648	-13,1%	62,6%	945 882	181,9%
N. de consumidores total	6 134 427	6 143 364	0,1%	6 156 811	6 181 401	0,4%	0,6%	6 219 262	1,2%
MAT	57	62	8,8%	58	60	4,3%	-3,3%	60	-3,8%
AT	263	268	1,9%	267	262	-2,0%	-2,2%	265	-1,1%
MT	23 218	23 400	0,8%	23 519	23 363	-0,7%	-0,2%	23 395	0,0%
BTE	33 485	33 772	0,9%	34 022	35 376	4,0%	4,7%	35 958	6,5%
BTN	6 026 198	6 033 023	0,1%	6 045 341	6 067 111	0,4%	0,6%	6 128 235	1,6%
IP	51 206	52 839	3,2%	53 603	55 229	3,0%	4,5%	31 349	-40,7%
Peso do Mercado Livre	5,2%	5,9%		10,9%	9,5%			15,9%	
MAT	57,9%	72,6%		87,5%	86,2%			100,0%	
AT	29,7%	50,7%		78,5%	84,7%			100,0%	
MT	34,4%	54,8%		80,2%	75,4%			80,6%	
BTE	22,0%	38,6%		72,3%	62,7%			68,9%	
BTN	5,0%	5,5%		10,3%	8,9%			15,4%	

Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica no período 2010 a 2013

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)								
	2010 real	2011 real	Δ%	Tarifas 2012	2012 ^E	Δ% 2012 ^E / T2012	Δ% 2012 ^E / 2011 real	Tarifas 2013	Δ% T2013 / 2011 real
Fornecimentos CUR	30 581	24 579	-19,6%	21 495	20 926	-2,6%	-14,9%	17 231	-29,9%
MAT	1 012	266	-73,7%	63	104	64,4%	-61,1%	0	-100,0%
AT	2 095	1 008	-51,9%	465	232	-50,2%	-77,0%	0	-100,0%
MT	4 795	2 594	-45,9%	1 229	1 462	18,9%	-43,7%	648	-75,0%
BTE	2 498	1 615	-35,4%	791	1 006	27,2%	-37,7%	606	-62,5%
BTN	18 653	17 551	-5,9%	17 340	16 617	-4,2%	-5,3%	15 223	-13,3%
IP	1 528	1 544	1,1%	1 606	1 505	-6,3%	-2,6%	754	-51,2%
Fornecimentos ML	17 255	21 930	27,1%	26 089	24 386	-6,5%	11,2%	28 168	28,4%
MAT	512	1 508	193,3%	1 738	1 625	-6,5%	11,2%	1 732	14,9%
AT	4 387	5 455	24,3%	6 196	6 064	-2,1%	13,6%	6 308	15,6%
MT	9 731	11 711	20,3%	12 932	12 475	-3,5%	6,5%	13 316	13,7%
BTE	1 228	1 907	55,3%	2 832	2 426	-14,4%	27,2%	2 832	48,5%
BTN	1 398	1 349	-3,5%	2 390	1 796	-24,8%	33,2%	3 980	195,0%
Fornecimentos CUR + ML	47 836	46 508	-2,8%	47 583	45 312	-4,8%	-2,6%	45 399	-2,4%
MAT	1 524	1 775	16,5%	1 801	1 729	-4,0%	-2,6%	1 732	-2,4%
AT	6 482	6 462	-0,3%	6 662	6 296	-5,5%	-2,6%	6 308	-2,4%
MT	14 526	14 305	-1,5%	14 161	13 937	-1,6%	-2,6%	13 964	-2,4%
BTE	3 726	3 522	-5,5%	3 623	3 432	-5,3%	-2,6%	3 438	-2,4%
BTN	20 051	18 900	-5,7%	19 730	18 414	-6,7%	-2,6%	19 203	1,6%
IP	1 528	1 544	1,1%	1 606	1 505	-6,3%	-2,6%	754	-51,2%
Peso do Mercado Livre (média ano)	36,1%	47,2%		54,8%	53,8%			62,0%	
MAT	33,6%	85,0%		96,5%	94,0%			100,0%	
AT	67,7%	84,4%		93,0%	96,3%			100,0%	
MT	67,0%	81,9%		91,3%	89,5%			95,4%	
BTE	33,0%	54,1%		78,2%	70,7%			82,4%	
BTN	6,5%	6,6%		11,2%	9,0%			19,9%	

Figura 2-1 - Estrutura de consumos por mercado e nível de tensão



PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

Em junho de 2012, a REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal enviaram as melhores estimativas de consumo e do número de consumidores para 2012 e as previsões para o ano de 2013.

Na sequência da análise à informação enviada pelas empresas, verifica-se que existem diferenças pouco significativas ao nível do consumo referido à emissão. Conjugando a análise da informação das

empresas com a evolução dos consumos de energia elétrica nos três trimestres já decorridos de 2012, a ERSE considerou os seguintes pressupostos na definição do balanço de energia elétrica para 2013:

- Consumo referido à emissão de 49 380 GWh para 2012, que corresponde a um decréscimo de 2,2% face ao ocorrido em 2011, e estagnação neste nível de consumo em 2013.
- Taxa de perdas da rede de transporte de 1,38% em 2012 e de 1,19% em 2013, de acordo com as previsões da REN.
- A estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão adotada em 2012 e 2013 é idêntica à estrutura dos fornecimentos por nível de tensão ocorridos em 2011.
- Adoção em 2012 e 2013 da taxa de perdas nas redes de distribuição¹ ocorrida em 2011 (7,74%), pelo facto da estrutura de fornecimentos em 2012 e 2013 ser igual à de 2011.
- As quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão foram estimadas em consonância com os dados reais mais recentes de 2012 e tendo em conta a existência de tarifas transitórias reguladas para fornecimentos a clientes finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN. Para 2013, foram adotadas as previsões da EDP Distribuição das quotas de consumo e de consumidores no mercado livre, por nível de tensão, exceto na BTN onde a ERSE prevê quotas do mercado liberalizado, quer de consumo, quer de consumidores, superiores às previstas pela EDP Distribuição.
- Previsão dos fornecimentos do CUR e dos comercializadores do mercado livre por nível de tensão nos anos de 2012 e 2013, através da conjugação dos pressupostos acima descritos.
- Compatibilização do número de consumidores por nível de tensão, tendo em conta o consumo unitário médio por nível de tensão implícito nas previsões da EDP Distribuição, exceto na BTN onde a ERSE prevê uma quebra do consumo médio menos acentuada que a empresa.
- Na sequência da extinção da opção tarifária de iluminação pública e procurando a colocação mais vantajosa para os consumidores, de acordo com a regra de faturação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental, optou-se pela colocação dos consumos referentes ao mercado regulado na opção tarifária tri-horária.

O balanço de energia elétrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas do ano de 2013, é apresentado no Quadro 2-4, no Quadro 2-5 e no Quadro 2-6.

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

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

O valor do consumo referido à emissão estimado pela ERSE para o ano de 2012 reflete um decréscimo da ordem de 2,2% face ao ocorrido no ano de 2011, situação justificada maioritariamente pela conjuntura económica desfavorável e pelo clima de grande incerteza em que o país se encontra atualmente. A existência de fatores estruturais, nomeadamente, medidas de promoção da eficiência no consumo e o agravamento do IVA sobre a energia elétrica, podem acentuar a tendência de diminuição do consumo, em particular do segmento doméstico. Por outro lado, o desempenho positivo de alguns setores da indústria nacional, visível principalmente nas exportações, poderá atenuar esta previsão no decréscimo do consumo de energia elétrica. A sobreposição destes fatores de sentido contrário, levou a ERSE a considerar uma estagnação na previsão do consumo referido à emissão em 2013 face à estimativa para 2012 acima referida. Refira-se que este nível de consumo que se prevê para 2013 se situa próximo do ocorrido em 2006.

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

Quadro 2-4 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2009 a 2013

	2009 GWh	2008 / 2009 %	2010 GWh	2009 / 2010 %	2011 GWh	2010 / 2011 %	2012 GWh	2011 / 2012 %	2013 GWh	2012 / 2013 %	2014 GWh	2013 / 2014 %
Real	49 869	-1,4%	52 202	4,7%	50 499	-3,3%						
Previsões para períodos regulatórios	Período regulatório 2009-2011						Período regulatório 2012-2014					
REN	54 199	7,1%	54 199	0,0%	55 799	3,0%	50 500	-9,5%	51 500	2,0%	52 500	1,9%
EDP Distribuição [1]	53 911	6,6%	53 911	0,0%	55 425	2,8%	50 117	-9,6%	50 275	0,3%	50 821	1,1%
Previsões para Tarifas 2013												
EDP Distribuição - Junho 12 [1]							48 935	-3,1%	48 360	-1,2%		
REN - Junho 12							48 513	-3,9%	47 000	-3,1%		
REN - previsões mensais - Dezembro 12							49 171	-2,6%	47 503	-3,4%		
ERSE							49 380	-2,2%	49 380	0,0%		

[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.

Do quadro anterior, constata-se que o consumo referido à emissão considerado pela ERSE para 2013 na presente proposta de tarifas é superior ao apresentado pela REN e ao consumo referido à emissão correspondente aos fornecimentos previstos pela EDP Distribuição. Nota-se contudo uma tendência de subida das previsões de consumo feitas mais recentemente pela REN, por comparação com os valores apresentados em junho.

Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental para 2010 a 2013

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP D Junho 2012		ERSE Tarifas 2013		Diferenças ERSE - EDP D	
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	2012	2013
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	51 614	49 972	48 248	47 772	48 686	48 780	438	1 008
	47 836							
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 778 8,16%	3 464 7,74%	3 368 7,84%	3 310 7,79%	3 374 7,74%	3 381 7,74%	7	71
- Consumos Próprios							0	0
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	47 836	46 508	44 880	44 462	45 312	45 399	432	937
(Variação média anual)	3,7%	-2,8%	-3,5%	-0,9%	-2,6%	0,2%		
BT (Variação média anual)	25 305 1,6%	23 967 -5,3%	22 430 -6,4%	21 931 -2,2%	23 350 -2,6%	23 395 0,2%	920	1 464
MT (Variação média anual)	14 526 4,5%	14 305 -1,5%	13 989 -2,2%	13 967 -0,2%	13 937 -2,6%	13 964 0,2%	-52	-3
AT (Variação média anual)	6 482 11,5%	6 462 -0,3%	6 559 1,5%	6 605 0,7%	6 296 -2,6%	6 308 0,2%	-263	-297
MAT (Variação média anual)	1 524 -0,9%	1 775 16,5%	1 902 7,2%	1 960 3,0%	1 729 -2,6%	1 732 0,2%	-173	-227

Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura de 2010 a 2013

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP SU Junho 2012		ERSE Tarifas 2013		Diferenças ERSE - EDP SU	
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	2012	2013
+ Energia comprada nos mercados organizados	16 048	9 087	3 269	-1 538	4 998	213	1 729	1 751
+ Produção em regime especial	17 983	18 333	19 090	20 026	18 511	19 292	-579	-734
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	2 942 9,95%	2 483 10,21%	2 177 10,94%	1 839 11,18%	2 259 10,85%	2 042 11,85%	81	203
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	507 1,7%	358 1,5%	239 1,2%	198 1,2%	324 1,6%	232 1,3%	86	35
Total das aquisições	34 031	27 420	22 359	18 488	23 509	19 505	1 150	1 017

CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

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

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

No dia 1 de janeiro de 2013 são extintas por completo as tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais e este calendário segue-se ao anterior processo de extinção de tarifas reguladas, que já havia abrangido o conjunto de clientes em BTE, MT, AT e MAT.

A projeção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o ano de 2013 tem ainda em consideração a seguinte informação:

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

Assim, considerando a evolução histórica do mercado livre, a já concretizada extinção de tarifas reguladas para clientes BTE e a mais recente introdução da disposição legal de extinguir a tarifa regulada de fornecimento para clientes finais com potência contratada superior a 10,35 kVA, a evolução previsionial quer do número de clientes, quer do consumo realizado em mercado livre que aqui se apresenta, parte dos seguintes pressupostos:

- A total passagem a mercado livre dos clientes em MAT e AT deverá desenrolar-se até ao final de 2012;
- Os clientes em MT e BTE ainda abastecidos no mercado regulado deverão migrar gradualmente para o mercado livre ao longo do restante ano 2012 e ainda durante o ano de 2013, ficando o segmento de MT muito próximo de estar totalmente em mercado livre no final de 2013 e o segmento de BTE já acima de $\frac{3}{4}$ do total naquele mercado;
- A passagem de clientes em BTN para mercado livre será relativamente linear ao longo de 2012, sendo expectável um incremento do ritmo de entrada durante o primeiro semestre 2013, desde logo ditado pela extinção de tarifas reguladas para fornecimento de clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2011, mais de 362 mil clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento superior a 12% face a 2010. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, embora o ritmo de crescimento dos segmentos de nível de tensão mais elevado seja claramente superior.

No final de 2011 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo médio anual próximo dos 22 TWh, valor de consumo médio anual cerca de 27% superior ao observado em 2010 e o mais elevado da série histórica de consumos anuais no mercado livre.

No final do mês de agosto de 2012, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 681 797, representando o seu consumo cerca de 56,4% do consumo total (54% em média acumulada até agosto).

A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2002, já deduzido do número de clientes que mudaram para o comercializador regulado, consta da Figura 2-2. Por outro lado, a Figura 2-3 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado livre, desde 2002, de forma cumulativa ao consumo no mercado regulado.

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

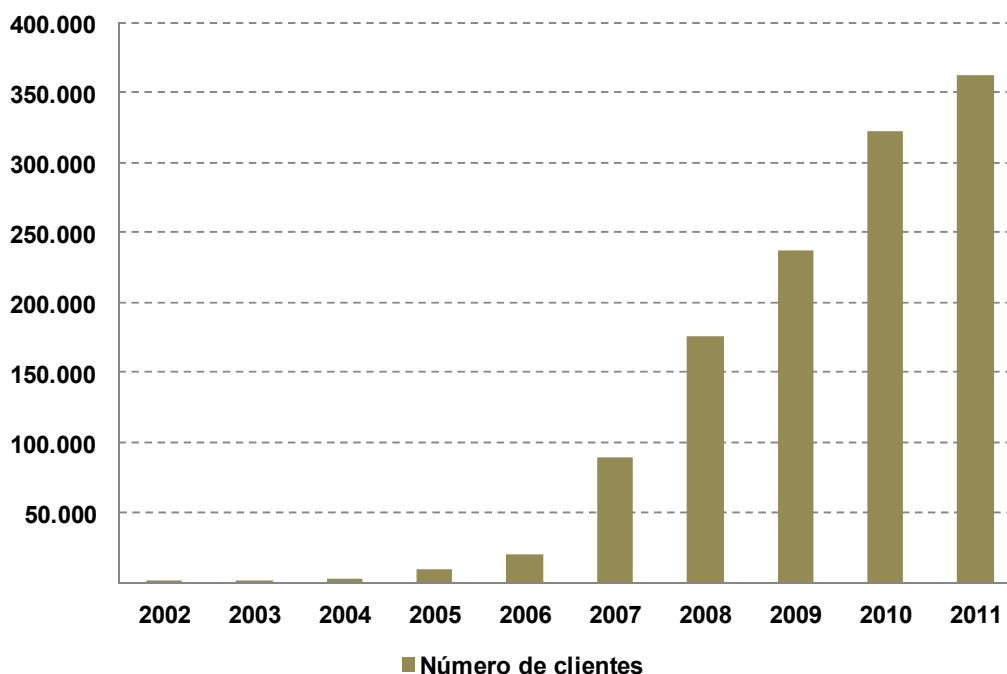
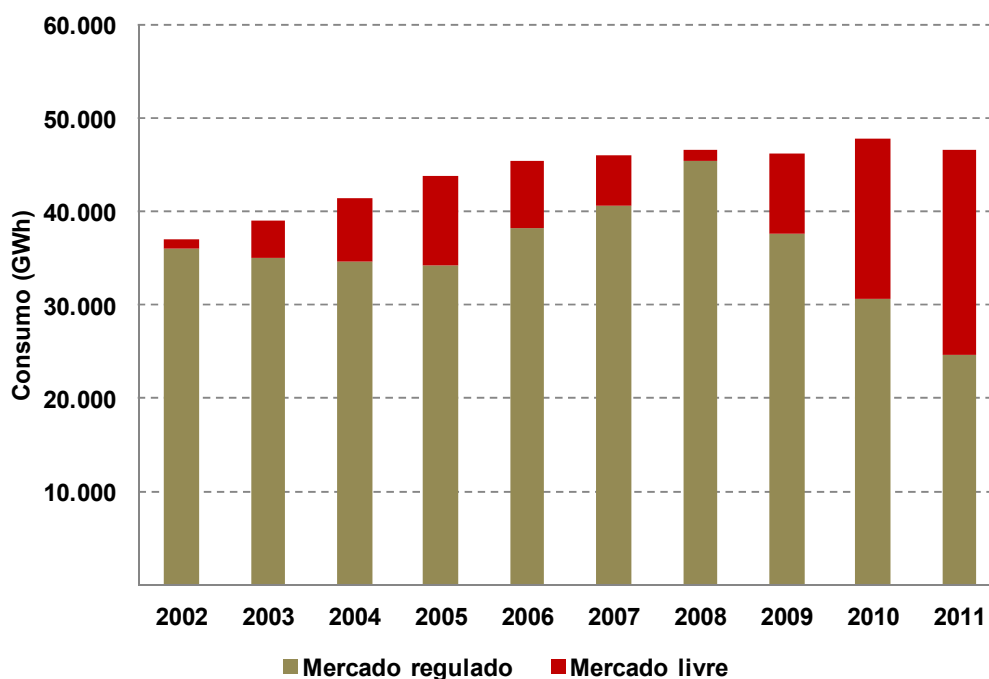


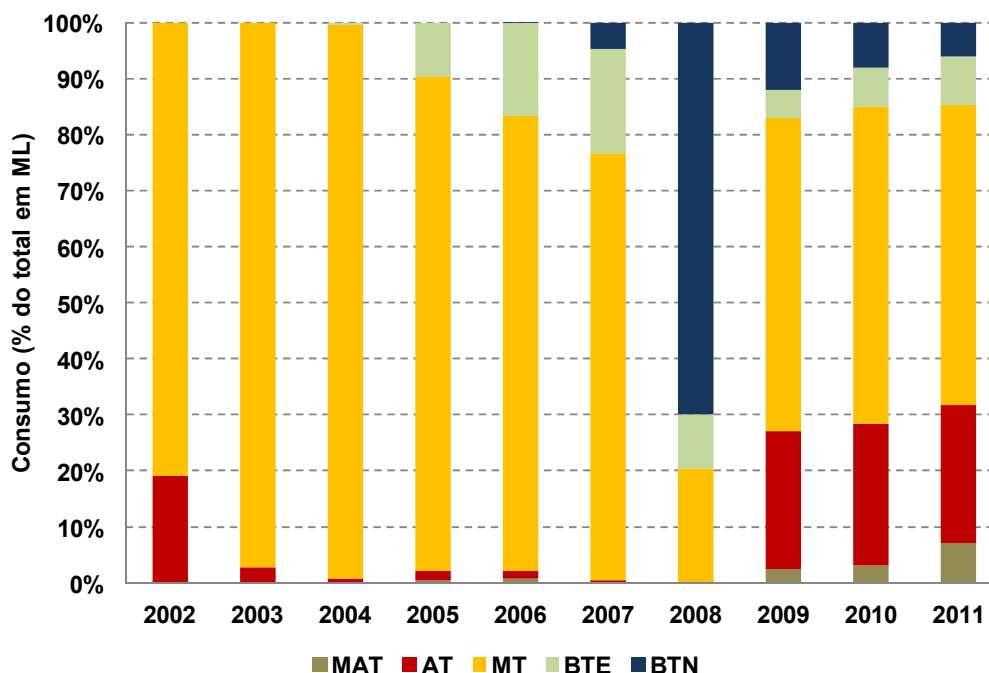
Figura 2-3 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



A evolução do número de clientes em mercado livre é notoriamente influenciado pela extinção das tarifas para clientes em MAT, AT, MT e clientes em baixa tensão com potência contratada acima dos 10,35 kVA. Apesar dos clientes em BTN representarem, em número, a esmagadora maioria dos clientes em mercado livre, os restantes clientes aumentaram de forma bem mais significativa neste mercado entre 2010 e 2011.

Por seu lado, a estrutura do consumo atribuído a mercado livre, apresentada na Figura 2-4, demonstra que não houve alterações muito significativas entre 2010 e 2011, com a parte substancial dos consumos a ser atribuível a clientes de AT e MT. Inclusivamente, todos os consumos de clientes representaram em 2011 um peso relativo máximo desde o início da abertura do mercado elétrico em Portugal. Esta circunstância reforça a solidez do pressuposto relacionado com a aproximação de uma total migração dos clientes de MAT e AT já durante o ano de 2012 e de MT durante o ano de 2013. Todavia, a intensificação da migração para mercado de clientes em BTN determinará uma natural alteração da estrutura do consumo do mercado livre quando caracterizada por nível de tensão.

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



Deste quadro evolutivo, resulta a estimativa de consumo e número de clientes em mercado livre que constam da Figura 2-5 e da Figura 2-6. O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor global de cerca de 600 mil clientes em 2012 e de 1 milhão em 2013². No que respeita às estimativas de consumo para 2012 e 2013, o peso relativo médio³ do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 54% e 62% do consumo total. Em 2012, esta evolução resulta, entre outros aspetos, por um lado da migração gradual dos clientes de maior consumo individual e, por outro lado, da extinção das tarifas ocorridas a 1 de julho de 2012 para clientes em baixa tensão com potência contratada acima dos 10,35 kVA, sendo expectável uma progressiva e mais acentuada redução do consumo em mercado regulado deste segmento de clientes. A contribuir para o aumento da quota global do ML estará também a extinção por completo das tarifas reguladas de fornecimento para clientes finais a partir de janeiro de 2013, para os quais se espera um intensificar do ritmo de entrada no mercado livre no decurso do ano.

² Valor médio do número de clientes entre o início e o fim do ano.

³ Considerada a média anual dos consumos realizados em mercado livre para cálculo do respetivo peso relativo no consumo total em Portugal continental.

Figura 2-5 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2012 e 2013

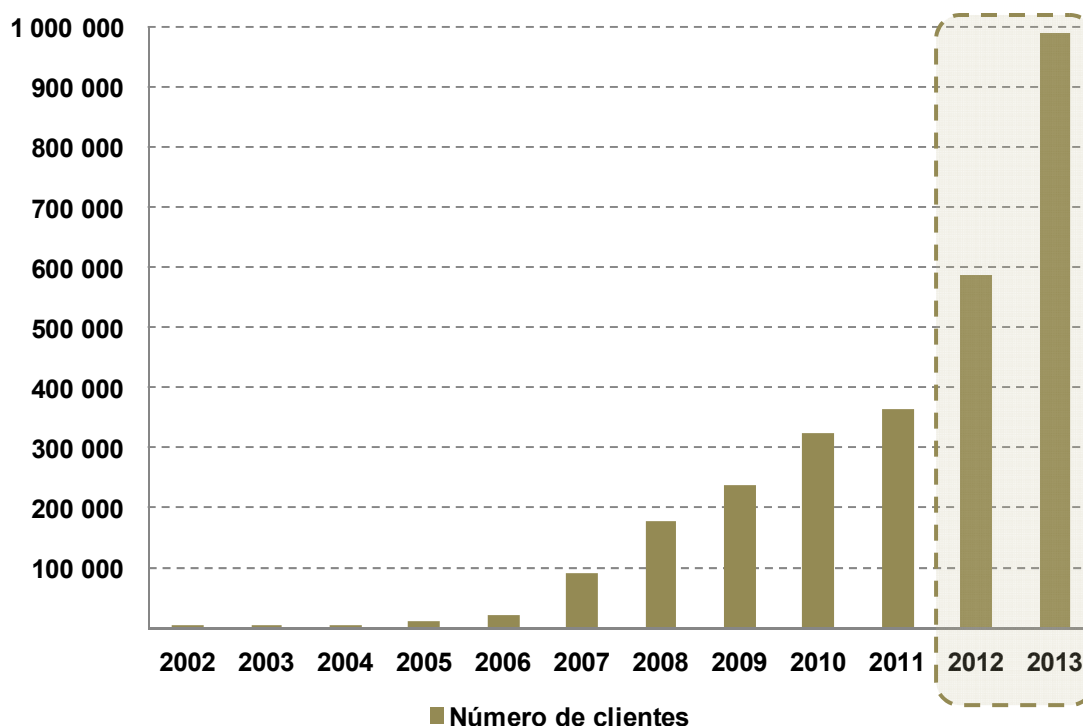
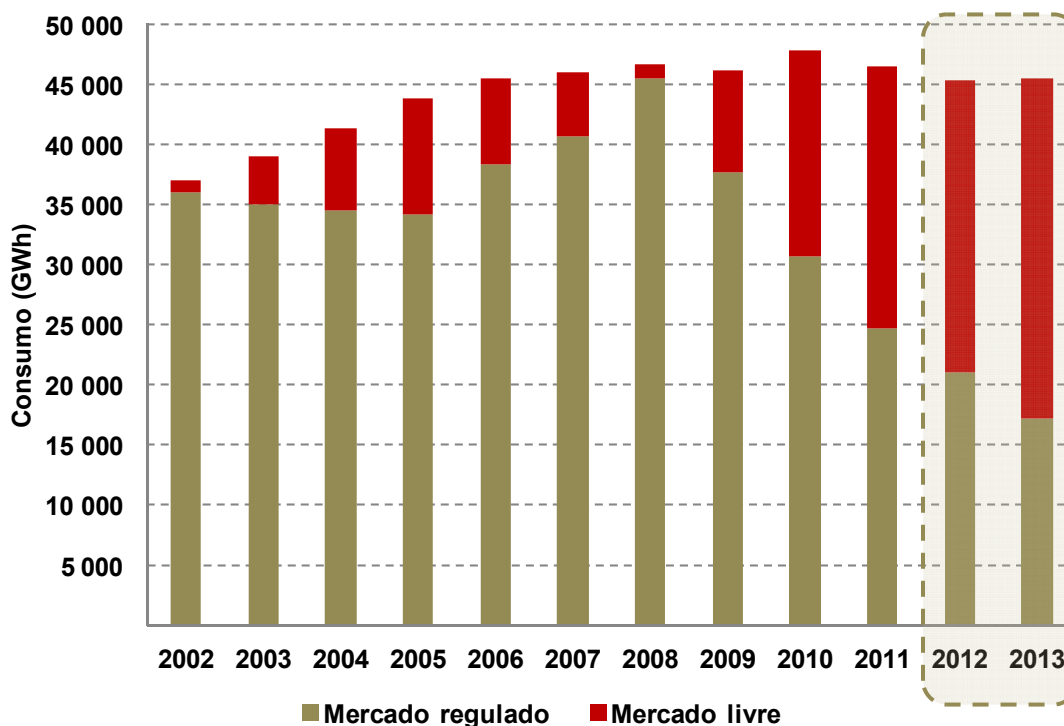


Figura 2-6 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2012 e 2013



2.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em junho de 2012, a Eletricidade dos Açores (EDA) enviou a estimativa do balanço de energia elétrica para 2012 e a previsão para o ano 2013. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê um decréscimo muito acentuado do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2012, da ordem dos 6%, e uma estagnação neste nível em 2013. Estas previsões confirmam a inversão do crescimento positivo que se havia verificado até 2010, facto já visível nos consumos ocorridos em 2011, embora a queda que agora se perspetiva não tenha precedentes em termos de amplitude, refletindo o agravamento do clima económico desfavorável do país, que se estende às Regiões Autónomas.

A taxa de perdas na rede situa-se abaixo dos 7% desde 2010, tendo atingido o mínimo de 6,7% em 2011.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando a os valores reais de 2010 e 2011, a estimativa para 2012 e a previsão para 2013 da EDA, que foram aceites integralmente pela ERSE para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2013.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA (junho 2012) Valores adoptados pela ERSE	
	2010	2011	2012	Tarifas 2013 [2]
EMISSION PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	831 383	822 278	771 866	771 870
(Variação média anual)	2,5%	-1,1%	-6,1%	0,0%
- Perdas nas redes	52 742	51 521	49 423	49 424
(perdas/fornecimentos)	6,8%	6,7%	6,9%	6,9%
- Consumos Próprios [1]	1 689	1 517	1 440	1 413
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	776 952	769 240	721 004	721 033
(Variação média anual)	2,9%	-1,0%	-6,3%	0,0%
BT	489 181	483 199	440 058	452 759
(Variação média anual)	3,4%	-1,2%	-8,9%	2,9%
MT	287 772	286 041	280 946	268 274
(Variação média anual)	2,1%	-0,6%	-1,8%	-4,5%

Notas:

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EDA para 2012.

2.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Em junho de 2012, a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou os valores reais do balanço de energia elétrica para 2011, estimativas para 2012 e previsões para 2013. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, que refletem um decréscimo significativo do consumo de energia elétrica na Madeira em 2012, superior a 3%, e uma estagnação neste nível em 2013. Estas previsões confirmam a tendência de queda do consumo verificada desde 2010, em resultado da desaceleração da economia da região, justificado em grande parte pela conjuntura económica desfavorável a nível nacional e internacional.

A taxa de perdas na rede mantém-se abaixo de 9,5% desde 2009, situando-se em 9,3% em 2011.

O Quadro 2-8 sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma da Madeira que a ERSE decidiu aceitar para a determinação dos proveitos permitidos e para o cálculo das tarifas para 2013.

Quadro 2-8 - Balço de energia elétrica da EEM

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM (junho 2012) Valores adoptados pela ERSE	
	2010	2011	2012	Tarifas 2013 [2]
EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	945 562	922 663	892 616	892 536
(Variação média anual)	-1,6%	-2,4%	-3,3%	0,0%
- Perdas nas redes	81 080	78 644	76 006	75 926
(perdas/fornecimentos)	9,4%	9,3%	9,3%	9,3%
- Consumos Próprios [1]	974	934	934	934
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	863 508	843 085	815 676	815 676
(Variação média anual)	-1,5%	-2,4%	-3,3%	0,0%
BT	680 975	664 976	643 358	631 678
(Variação média anual)	-0,7%	-2,3%	-3,3%	-1,8%
MT	182 533	178 109	172 319	183 999
(Variação média anual)	-4,4%	-2,4%	-3,3%	6,8%

Notas:

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EEM para 2012.

2.4 CONSUMOS E NÚMERO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL

No Quadro 2-9 apresentam-se os consumos e o número de consumidores de energia elétrica verificados em 2011 (2011R) e previstos nas tarifas para 2012 (2012T) e nas tarifas para 2013 (2013T), em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

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

2011 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	266	1.1%	1 508	6.9%	0	0.0%	0	0.0%	1 775	3.7%	17	0.0%	45	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	62	0.0%
AT	1 008	4.1%	5 455	24.9%	0	0.0%	0	0.0%	6 462	13.4%	132	0.0%	136	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	268	0.0%
MT	2 594	10.6%	11 711	53.4%	286	37.2%	178	21.1%	14 769	30.7%	10 571	0.2%	12 829	3.5%	680	0.6%	244	0.2%	24 324	0.4%
BT	20 710	84.3%	3 256	14.8%	483	62.8%	665	78.9%	25 115	52.2%	5 771 073	99.8%	348 561	96.4%	120 856	99.4%	137 230	99.8%	6 377 720	99.6%
BTE	1 615	6.6%	1 907	8.7%	33	4.3%	150	17.8%	3 705	7.7%	20 729	0.4%	13 043	3.6%	260	0.2%	905	0.7%	34 937	0.5%
BTN > 20.7 kVA	2 184	8.9%	84	0.4%	99	12.9%	81	9.7%	2 449	5.1%	67 215	1.2%	3 077	0.9%	4 567	3.8%	2 582	1.9%	77 441	1.2%
BTN <= 20.7 kVA e >2.3 kVA	15 161	61.7%	1 264	5.8%	313	40.6%	346	41.1%	17 085	35.5%	5 187 547	89.7%	332 438	91.9%	107 755	88.7%	129 697	94.3%	5 757 437	89.9%
BTN <= 2.3 kVA	206	0.8%	0	0.0%	4	0.6%	3	0.4%	213	0.4%	442 743	7.7%	3	0.0%	6 558	5.4%	2 294	1.7%	451 598	7.1%
IP	1 544	6.3%	0	0.0%	34	4.5%	84	9.9%	1 662	3.5%	52 839	0.9%	0	0.0%	1 716	1.4%	1 752	1.3%	56 308	0.9%
TOTAL	24 579	100.0%	21 930	100.0%	769	100.0%	843	100.0%	48 121	100.0%	5 781 793	100.0%	361 571	100.0%	121 636	100.0%	137 473	100.0%	6 402 373	100.0%

2012T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	63	0.3%	1 738	6.7%	0	0.0%	0	0.0%	1 801	3.7%	7	0.0%	50	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	58	0.0%
AT	465	2.2%	6 196	23.8%	0	0.0%	0	0.0%	6 662	13.5%	57	0.0%	210	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	267	0.0%
MT	1 229	5.7%	12 932	49.6%	290	36.9%	181	21.1%	14 632	29.7%	4 669	0.1%	18 851	2.8%	690	0.6%	249	0.2%	24 459	0.4%
BT	19 737	91.8%	5 222	20.0%	495	63.1%	674	78.9%	26 128	53.1%	5 480 371	99.9%	652 595	97.2%	122 642	99.4%	137 594	99.8%	6 393 201	99.6%
BTE	791	3.7%	2 832	10.9%	30	3.8%	153	17.9%	3 806	7.7%	9 428	0.2%	24 595	3.7%	255	0.2%	917	0.7%	35 194	0.5%
BTN > 20.7 kVA	2 009	9.3%	355	1.4%	57	7.2%	82	9.6%	2 502	5.1%	60 971	1.1%	10 760	1.6%	1 802	1.5%	2 565	1.9%	76 098	1.2%
BTN <= 20.7 kVA e >2.3 kVA	15 116	70.3%	2 024	7.8%	370	47.1%	350	41.0%	17 861	36.3%	4 924 626	89.8%	594 544	88.5%	111 742	90.6%	130 077	94.4%	5 760 989	89.8%
BTN <= 2.3 kVA	215	1.0%	11	0.0%	5	0.6%	2	0.2%	233	0.5%	431 744	7.9%	22 697	3.4%	7 132	5.8%	2 273	1.6%	463 846	7.2%
IP	1 606	7.5%	0	0.0%	34	4.3%	86	10.1%	1 726	3.5%	53 603	1.0%	0	0.0%	1 711	1.4%	1 761	1.3%	57 074	0.9%
TOTAL	21 495	100.0%	26 089	100.0%	785	100.0%	854	100.0%	49 223	100.0%	5 485 105	100.0%	671 706	100.0%	123 332	100.0%	137 843	100.0%	6 417 985	100.0%

2013T	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%	1 732	6.2%	0	0.0%	0	0.0%	1 732	3.7%	0	0.0%	60	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	60	0.0%
AT	0	0.0%	6 308	22.4%	0	0.0%	0	0.0%	6 308	13.4%	0	0.0%	265	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	265	0.0%
MT	648	3.8%	13 316	47.3%	268	37.2%	184	22.6%	14 416	30.7%	4 538	0.1%	18 857	1.9%	768	0.6%	293	0.2%	24 456	0.4%
BT	16 583	96.2%	6 812	24.2%	453	62.8%	632	77.4%	24 479	52.2%	5 224 869	99.9%	970 672	98.1%	120 882	99.4%	137 850	99.8%	6 454 274	99.6%
BTE	606	3.5%	2 832	10.1%	45	6.2%	171	21.0%	3 654	7.8%	11 167	0.2%	24 791	2.5%	612	0.5%	1 214	0.9%	37 784	0.6%
BTN > 20.7 kVA	1 786	10.4%	429	1.5%	42	5.8%	82	10.0%	2 338	5.0%	57 828	1.1%	13 209	1.3%	1 455	1.2%	2 509	1.8%	75 001	1.2%
BTN <= 20.7 kVA	14 013	81.3%	3 529	12.5%	362	50.2%	376	46.1%	18 280	38.9%	4 756 284	91.0%	884 831	89.4%	112 272	92.3%	131 565	95.2%	5 884 951	90.8%
BTN <= 2.3 kVA	178	1.0%	23	0.1%	4	0.6%	3	0.3%	208	0.4%	399 590	7.6%	47 842	4.8%	6 543	5.4%	2 562	1.9%	496 538	7.0%
IP	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
TOTAL	17 231	100.0%	28 168	100.0%	721	100.0%	816	100.0%	46 936	100.0%	5 229 407	100.0%	989 854	100.0%	121 650	100.0%	138 143	100.0%	6 479 055	100.0%

3 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

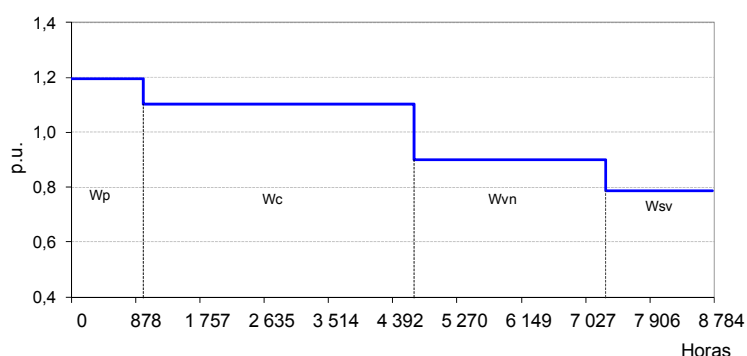
O Quadro 3-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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	6 444 452
	Horas cheias	22 512 540
	Horas de vazio normal	13 021 608
	Horas de super vazio	6 348 004

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 2013



	UGS
Potência média anual [MW]	5 517

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_{MAT} do ORT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	95 394
	Contratada	712 231
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	55 551
	Horas cheias	375 341
	Horas de vazio normal	291 391
	Horas de super vazio	171 948
Períodos II, III	Horas de ponta	36 134
	Horas cheias	379 209
	Horas de vazio normal	266 030
	Horas de super vazio	156 781
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	44 561 189
	Capacitiva	42 360 404

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 438 145
	Contratada	8 549 497
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 996 642
	Horas cheias	10 618 846
	Horas de vazio normal	6 485 805
	Horas de super vazio	3 070 696
Períodos II, III	Horas de ponta	2 356 125
	Horas cheias	11 139 144
	Horas de vazio normal	5 978 382
	Horas de super vazio	2 948 579
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	0
	Capacitiva	49 351 950

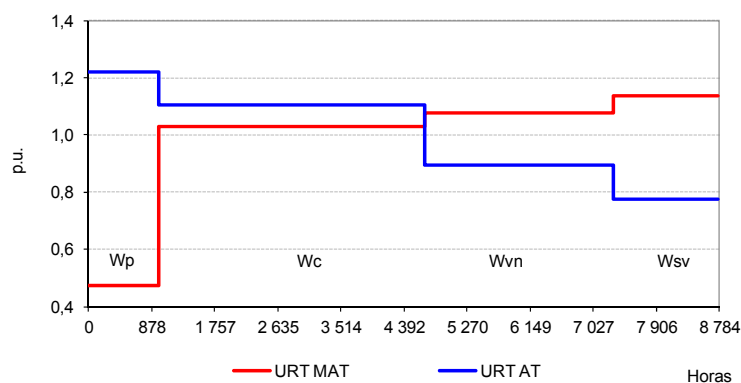
O quadro seguinte apresenta ainda as quantidades consideradas no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores.

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	30 232 688
	Horas de vazio	19 381 453

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 2013

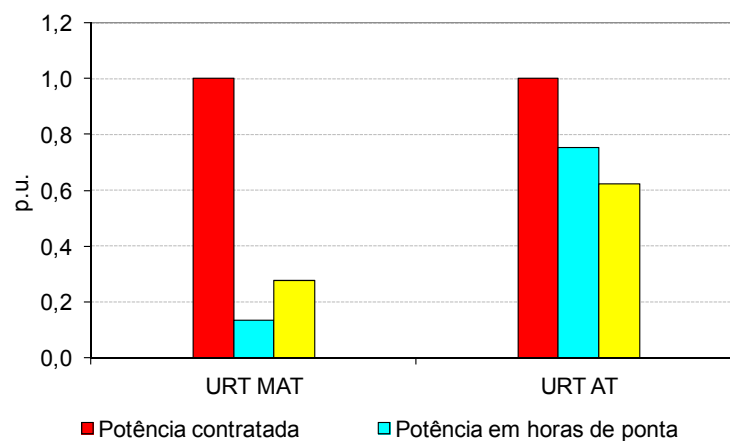


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	198	5 319

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_{MAT} e de URT_{AT} .

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



	URT MAT	URT AT
Potência contratada [MW/mês]	712	8 549

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 2013 em Portugal continental. Estas quantidades incluem as entregas do comercializador de último recurso e dos comercializadores no mercado a clientes em Portugal continental.

Quadro 4-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	Número de clientes
MAT	1 732	60
AT	6 308	265
MT	13 964	23 395
BT	23 395	6 195 542
BTE	3 438	35 958
BTN	19 957	6 159 584
Total	45 399	6 219 262

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

4.1 FATORES DE SIMULTANEIDADE NAS REDES

As tarifas de Uso das Redes têm dois termos de potência, de modo a transmitirem o custo associado aos troços centrais dessa rede (preço de potência em horas de ponta) e aos troços periféricos (preço de potência máxima de 15 minutos ou potência contratada). Quando se aplica a tarifa de uso de redes aos fornecimentos nas redes de jusante, o preço da potência contratada é aplicado à potência em horas de ponta desses fornecimentos (que exprime melhor a utilização das redes de montante). A alteração do Regulamento Tarifário, ocorrida em 2008, prevê que esta conversão de preços seja afetada por um

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

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

Os valores dos coeficientes de simultaneidade fixados para 2013 são iguais entre si, de acordo com o quadro seguinte. Mantêm-se em 2013 os parâmetros fixados em 2012.

Quadro 4-2 - Coeficientes de simultaneidade de uso de redes para 2013

δ_{AT}	0,804
δ_{MT}	0,804
δ_{BT}	0,804

4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

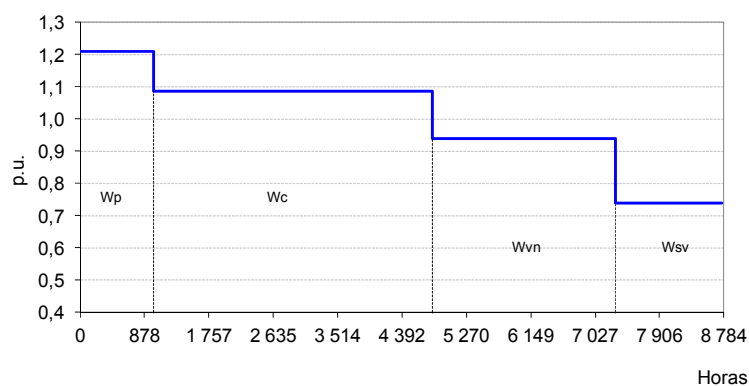
O Quadro 4-3 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia estão no referencial de entrega a clientes finais.

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

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência contratada (kW)		
MAT		712 231
AT		1 738 966
MT		5 689 963
BTE		1 943 963
BTN >		2 455 103
BTN <		35 208 969
Energia ativa (MWh)		
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 188 074
	Horas cheias	21 233 343
	Horas de vazio normal	12 246 860
	Horas de super vazio	5 731 068
MAT		1 732 385
AT		6 308 045
MT		13 963 881
BTE		3 438 383
BTN >		2 214 403
BTN <		17 742 247

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 2013



	UGS
Potência média anual [MW]	5 580

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

4.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 4-4 e o Quadro 4-5 apresentam as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte de acordo com a metodologia descrita anteriormente. As quantidades de potência e de energia reativa consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT coincidem com as quantidades relativas às entregas a clientes em MAT.

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	95 394
	Contratada	712 231
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	55 551
	Horas cheias	375 341
	Horas de vazio normal	291 391
	Horas de super vazio	171 948
Períodos II, III	Horas de ponta	36 134
	Horas cheias	379 209
	Horas de vazio normal	266 030
	Horas de super vazio	156 781
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	44 561 189
	Capacitiva	42 360 404

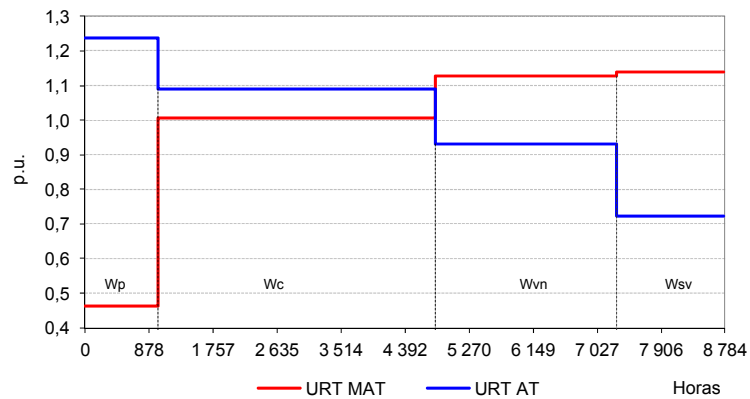
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de 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_{AT}

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 916 651
	Contratada	8 601 300
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 224 264
	Horas cheias	11 171 763
	Horas de vazio normal	6 553 851
	Horas de super vazio	2 988 255
Períodos II, III	Horas de ponta	2 465 362
	Horas cheias	11 080 771
	Horas de vazio normal	5 976 239
	Horas de super vazio	2 693 131
Energia reativa (kvarh)		
	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 2013

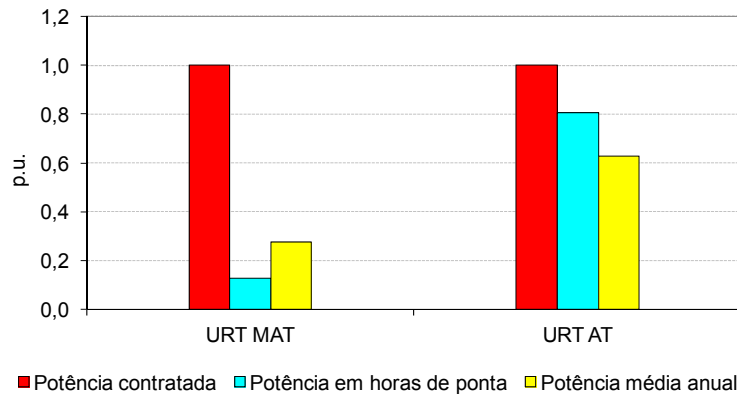


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	198	5.384

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_{MAT} e de URT_{AT}.

Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT



	URT MAT	URT AT
Potência contratada [MW/mês]	712	8 601

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.

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2013

Procura considerada nas tarifas dos Operadores das Redes de Distribuição

As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são calculadas ajustando as entregas do nível de tensão da rede e dos níveis de tensão inferiores até à saída de cada uma das redes de distribuição, por aplicação de ajustamentos para perdas e de diagramas de carga tipo. É ainda utilizado um coeficiente de simultaneidade entre a potência em horas de ponta de jusante e a potência contratada de montante.

As quantidades de energia reativa coincidem com as quantidades relativas às entregas a clientes finais no nível de tensão da rede de distribuição em que estão ligados.

Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT}

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 827 215
	Contratada	8 871 333
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 169 642
	Horas cheias	11 027 305
	Horas de vazio normal	6 476 778
	Horas de super vazio	2 952 529
Períodos II, III	Horas de ponta	2 433 484
	Horas cheias	10 937 490
	Horas de vazio normal	5 905 958
	Horas de super vazio	2 660 934
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	65 121 557
	Capacitiva	37 324 874

Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT}

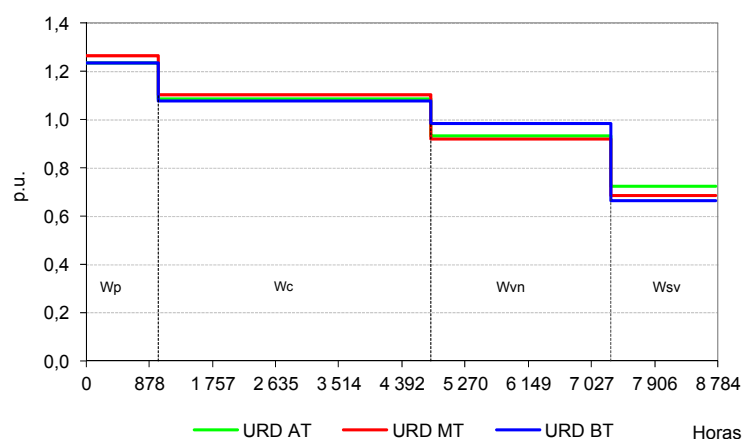
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	5 474 299
	Contratada	9 909 797
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 485 759
	Horas cheias	9 058 431
	Horas de vazio normal	5 128 320
	Horas de super vazio	2 225 162
Períodos II, III	Horas de ponta	2 136 485
	Horas cheias	9 495 251
	Horas de vazio normal	5 027 295
	Horas de super vazio	2 208 428
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	575 549 644
	Capacitiva	139 173 134

Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT}

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	3 165 723
	Contratada	39 608 035
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 211 197
	Horas cheias	5 699 686
	Horas de vazio normal	3 498 322
	Horas de super vazio	1 388 979
Períodos II, III	Horas de ponta	1 106 688
	Horas cheias	5 213 652
	Horas de vazio normal	3 073 433
	Horas de super vazio	1 203 074
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	330 718 954
	Capacitiva	20 980 389

Na Figura 4-4 apresentam-se os diagramas de carga anuais das tarifas de URD_{AT}, URD_{MT} e URD_{BT} 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 2013

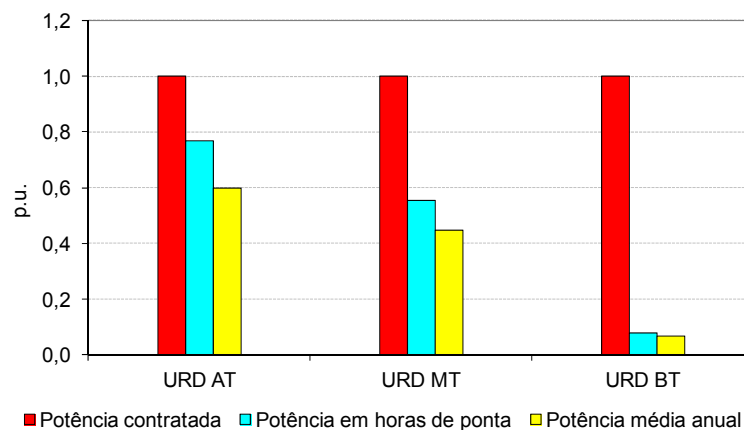


	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual [MW]	5 316	4 425	2 671

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_{AT}, URD_{MT} e URD_{BT}.

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]	8 871	9 910	39 608

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

5 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

5.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA

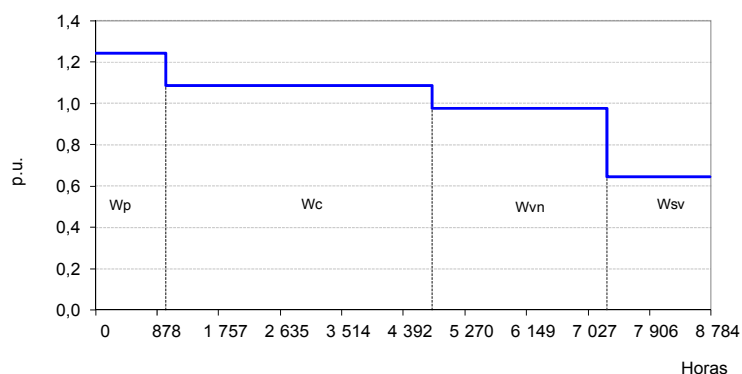
No Quadro 5-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa Transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até 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	1 866 840
	Horas cheias	4 723 903
	Horas de vazio normal	2 862 888
	Horas de super vazio	1 101 342
Períodos II, III	Horas de ponta	863 612
	Horas cheias	4 311 687
	Horas de vazio normal	2 474 431
	Horas de super vazio	960 607

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



	Tarifa de Energia
Potência média anual [MW]	2 188

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 MAT, AT, 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 MAT, AT, MT, BTE e BTN

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT E MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	4 538
Energia ativa	(MWh)	647 980
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	11 167
Energia ativa	(MWh)	606 451
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	5 213 702
Energia ativa	(MWh)	15 976 521

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 2011, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2013 e nas quotas de mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Na sequência da extinção da opção tarifária de iluminação pública e procurando a colocação mais vantajosa para os consumidores, de acordo com a regra de faturação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental, optou-se pela colocação dos consumos referentes ao mercado regulado na opção tarifária tri-horária.

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)	Número de clientes
MAT	0	0
AT	0	0
MT	648	4 538
BT	16 583	5 224 869
BTE	606	11 167
BTN	15 977	5 213 702
Total	17 231	5 229 407

A previsão da procura do comercializador de último recurso em Portugal continental considera a extinção, a partir de janeiro de 2013, da tarifa regulada aplicável a clientes com potência contratada igual ou inferior a 6,9 kVA.

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	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		4 538	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	55 002	
	Contratada	104 716	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	40 049	
	Contratada	142 565	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	1 514	
	Contratada	16 756	
Energia ativa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	29 127
		Horas cheias	78 874
		Horas de vazio normal	40 420
	Períodos II, III	Horas de super vazio	22 106
		Horas de ponta	23 988
		Horas cheias	103 401
		Horas de vazio normal	47 906
		Horas de super vazio	25 830
		Horas de ponta	21 770
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas cheias	57 530
		Horas de vazio normal	24 692
		Horas de super vazio	13 737
	Períodos II, III	Horas de ponta	19 354
		Horas cheias	76 590
		Horas de vazio normal	32 919
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de super vazio	17 881
		Horas de ponta	870
		Horas cheias	2 237
	Períodos II, III	Horas de vazio normal	1 404
		Horas de super vazio	774
		Horas de ponta	753
		Horas cheias	2 943
		Horas de vazio normal	1 827
		Horas de super vazio	1 049
Energia reativa (kvarh)			
Indutiva		26 707 807	
Capacitiva		6 458 190	

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	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		11 167	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	32 538	
	Contratada	106 938	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	50 406	
	Contratada	235 932	
Energia ativa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	41 451
		Horas cheias	119 966
		Horas vazio normal	52 460
	Tarifa de médias utilizações	Horas de super vazio	22 058
		Horas de ponta	65 953
		Horas cheias	188 327
Tarifa de curtas utilizações	Horas vazio normal	82 082	
	Horas de super vazio	34 154	
	Horas de ponta		
Energia reativa (kvarh)			
Indutiva		58 331 113	
Capacitiva		3 700 451	

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
Potência contratada		(nº de clientes)
		27,6
		34,5
		41,4
		27,6
		34,5
		41,4
		19 275
		17 501
		19 632
Energia ativa		(MWh)
		9 442
		27 634
		20 118
		329 790
		851 693
		534 469

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
Potência contratada		(nº de clientes)
		27,6
		34,5
		41,4
		27,6
		34,5
		41,4
		19 275
		17 501
		19 632
Energia ativa		(MWh)
		9 442
		27 634
		20 118
		329 790
		851 693
		534 469

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
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	3,45	2 225 191
	4,6	122 167
	5,75	60 992
	6,9	983 779
	10,35	260 968
	13,8	94 208
	17,25	28 952
Tarifa bi-horária	20,7	112 021
	3,45	139 972
	4,6	48 651
	5,75	29 161
	6,9	332 115
	10,35	88 305
	13,8	45 785
Tarifa tri-horária	17,25	15 958
	20,7	53 011
	3,45	7 516
	4,6	2 777
	5,75	1 687
	6,9	16 599
	10,35	4 427
13,8	2 373	
17,25	878	
20,7	3 379	
Energia ativa		MWh
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		6 454 266
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		2 654 837
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	1 165 978
	Horas de vazio	818 466
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	1 242 969
	Horas de vazio	797 971
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	36 557
	Horas de cheias	158 270
	Horas de vazio	375 622
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	18 344
	Horas de cheias	72 303
	Horas de vazio	147 740

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
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples (kVA)	1,15	370 494
	2,3	29 096
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		178 434

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	
Potência contratada	(nº de clientes)		
Tarifa simples	3,45	23 152	
	4,6	238	
	5,75	74	
	6,9	27 291	
	10,35	13 528	
	13,8	2 886	
	17,25	600	
	20,7	2 508	
	Tarifa bi-horária	3,45	67
		4,6	8
		5,75	8
		6,9	659
		10,35	1 237
		13,8	593
Tarifa tri-horária	17,25	205	
	20,7	974	
	3,45	24	
	4,6	1	
	5,75	0	
	6,9	529	
	10,35	549	
	13,8	220	
17,25	9		
20,7	52		
Energia ativa	(MWh)		
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		19 185	
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		31 092	
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	700	
	Horas de vazio	618	
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	7 670	
	Horas de vazio	7 548	
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	73	
	Horas de cheias	187	
	Horas de vazio	150	
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	327	
	Horas de cheias	886	
	Horas de vazio	819	

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

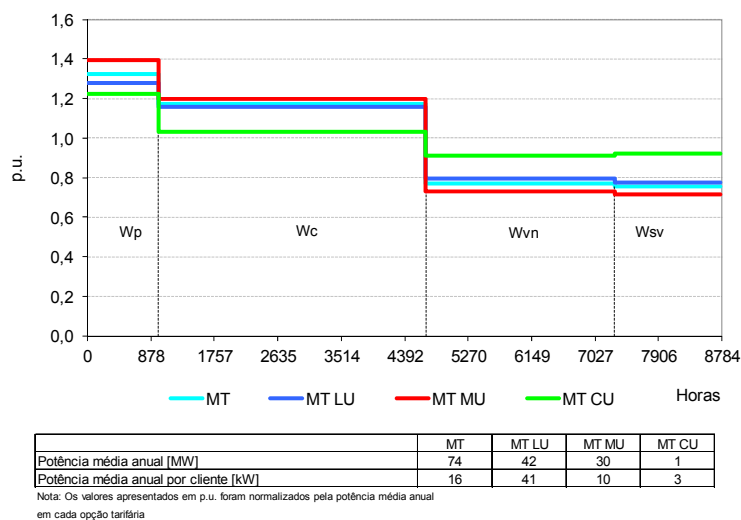
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

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

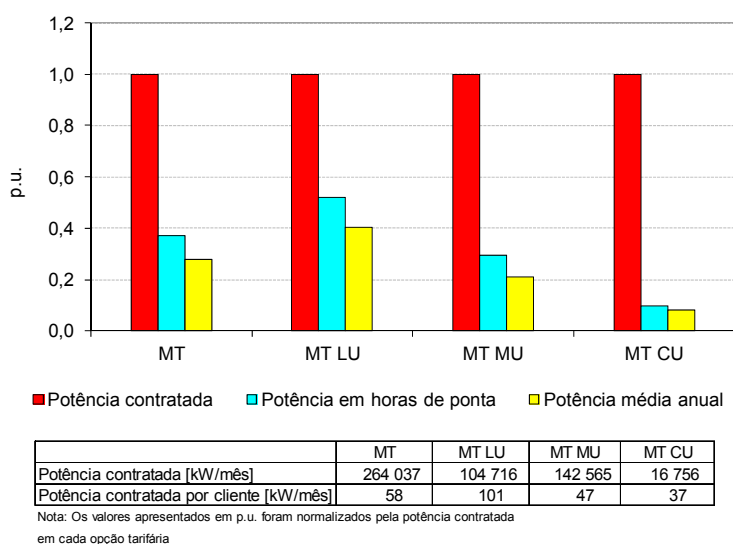
Na Figura 6-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (MT LU), Médias Utilizações (MT MU) e Curtas Utilizações (MT CU).

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



Relativamente à Figura 6-2 verifica-se que, quer na potência em horas de ponta quer na potência média anual, existem reduções mais acentuadas no sentido das opções tarifárias correspondentes a utilizações da potência decrescentes. Pode também concluir-se que a opção tarifária de Longas Utilizações é a opção predominante no valor agregado de MT.

Figura 6-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT

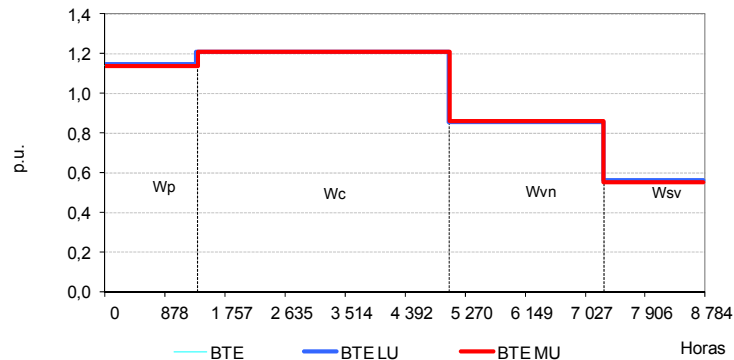


Verifica-se, na Figura 6-2, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registando-se, na opção de longas utilizações o valor mais elevado de utilização da potência contratada da tarifa de MT (3 549 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 1 855 e 708 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

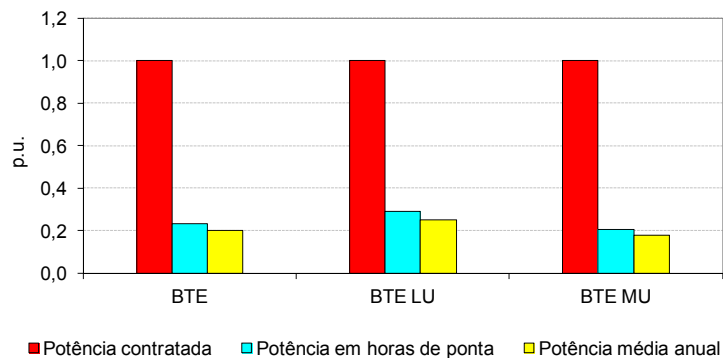


	BTE	BTE LU	BTE MU
Potência média anual [MW]	69	27	42
Potência média anual por cliente [kW]	6	9	5

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, 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]	342 870	106 938	235 932
Potência contratada por cliente [kW/mês]	31	36	29

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

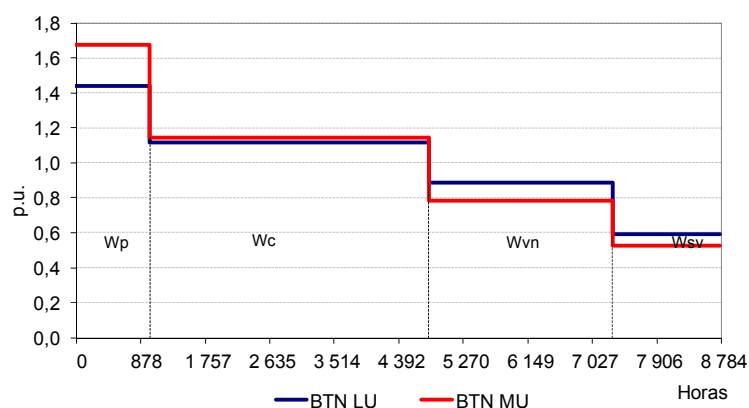
Na BTE as opções tarifárias de longas e de médias utilizações apresentam utilizações da potência contratada de, respetivamente, 2 208 e 1 571 horas.

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 [MW]	7	196
Potência média anual por cliente [kW]	8	3

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

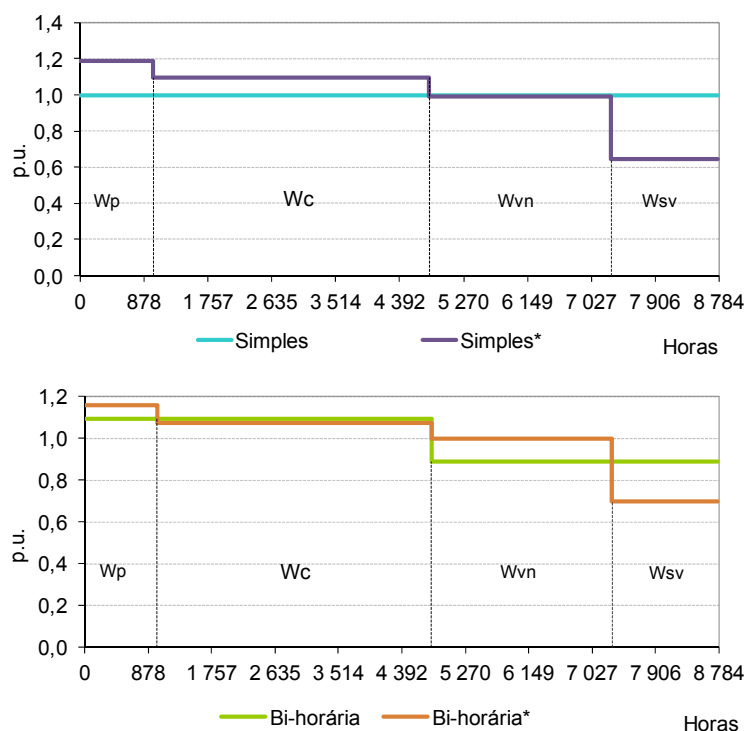
Os diagramas de carga das duas opções tarifárias de BTN com potência contratada maior que 20,7 kVA foram construídos com base no balanço de energia previsto para 2013.

6.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL (≤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 e tarifa bi-horária.

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

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



	Simples	Bi-horária
Potência média anual [MW]	1 040	460
Potência média anual por cliente [kW]	0,27	0,61

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

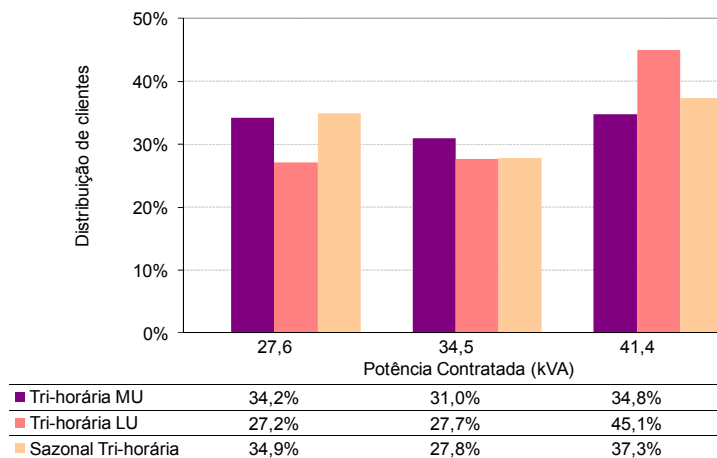
Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.4 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 10.5 para a opção tarifária simples.

Os diagramas de carga reais e estimados são coerentes 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.

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.

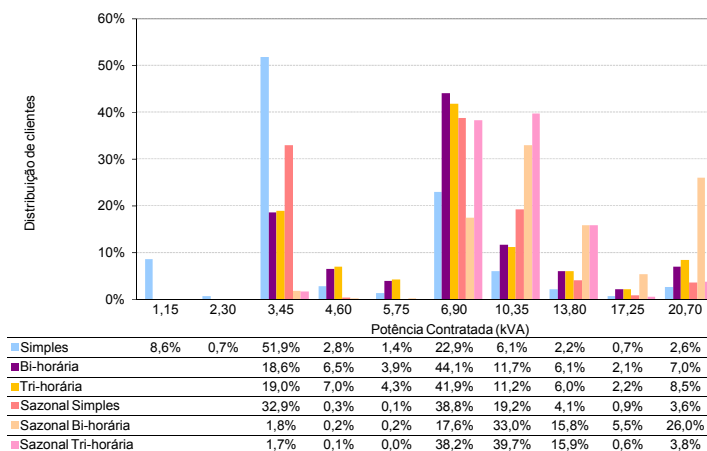
Figura 6-7 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	Tri-horária MU	Tri-horária LU	Sazonal Tri-horária
	56 408	784	636

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
	4 287 868	752 959	39 636	70 276	3 751	1 384

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

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

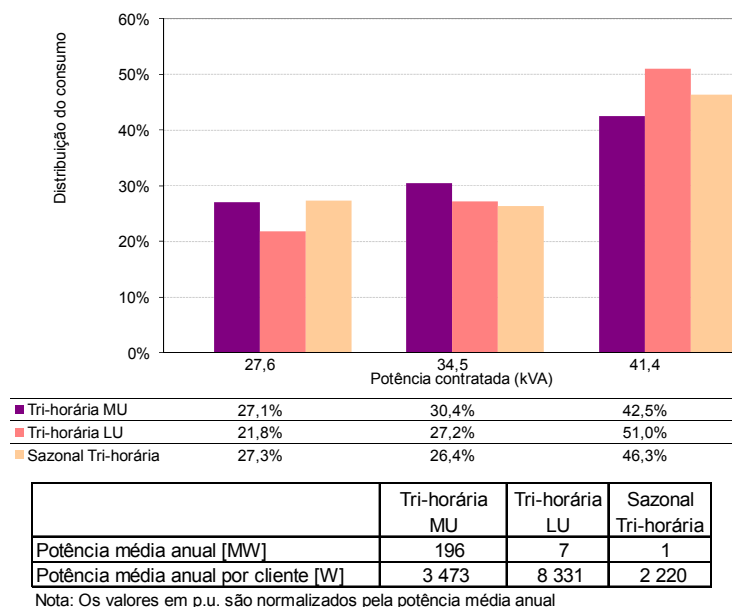
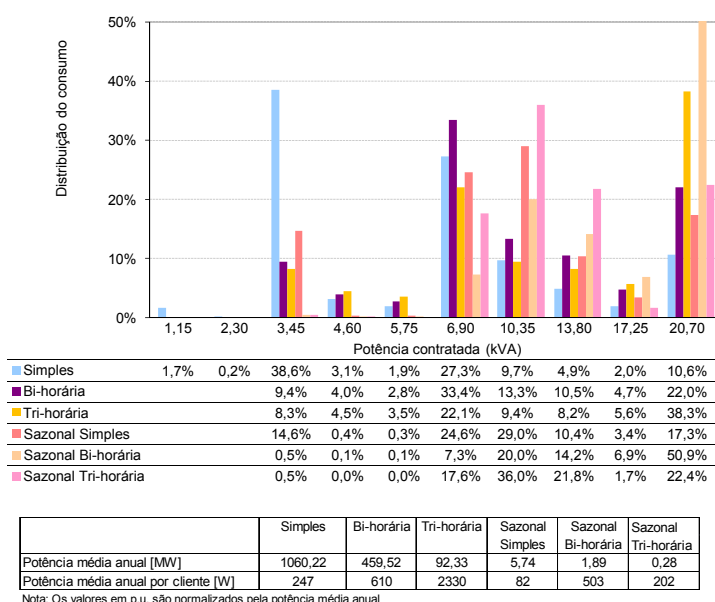


Figura 6-10 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)



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)

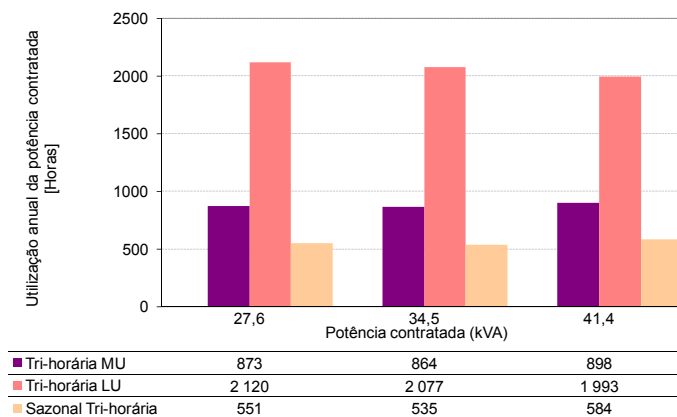
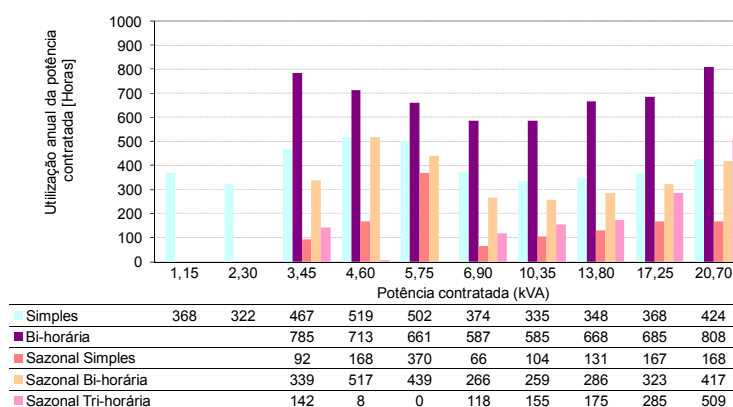


Figura 6-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN≤20,7 kVA)



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

7 PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO

Neste capítulo caracterizam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado (ML). Estas quantidades, conjuntamente com as quantidades das tarifas 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 2011, bem como os consumos do balanço de energia elétrica projetados para 2013.

Na sequência da extinção da opção tarifária de iluminação pública e procurando a colocação mais vantajosa para os consumidores, de acordo com a regra de faturação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental, optou-se pela colocação dos consumos referentes ao mercado livre na opção tarifária tri-horária.

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

Cientes no Mercado Liberalizado	Energia (GWh)	Número de clientes
MAT	1 732	60
AT	6 308	265
MT	13 316	18 857
BT	6 812	970 672
BTE	2 832	24 791
BTN	3 980	945 882
Total	28 168	989 854

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)		60
Potência (kW)		
	Horas de ponta	95 394
	Contratada	712 231
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	55 551
	Horas cheias	375 341
	Horas de vazio normal	291 391
	Horas de super vazio	171 948
Períodos II, III	Horas de ponta	36 134
	Horas cheias	379 209
	Horas de vazio normal	266 030
	Horas de super vazio	156 781
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	44 561 189
	Capacitiva	42 360 404

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)		265
Potência (kW)		
	Horas de ponta	1 091 791
	Contratada	1 738 966
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	517 612
	Horas cheias	1 590 232
	Horas de vazio normal	1 184 864
	Horas de super vazio	665 507
Períodos II, III	Horas de ponta	195 088
	Horas cheias	1 045 338
	Horas de vazio normal	718 293
	Horas de super vazio	391 111
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	65 121 557
	Capacitiva	37 324 874

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		18 857
Potência (kW)		
	Horas de ponta	1 984 396
	Contratada	5 425 926
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 063 809
	Horas cheias	2 849 054
	Horas de vazio normal	1 366 877
	Horas de super vazio	752 480
Períodos II, III	Horas de ponta	906 132
	Horas cheias	3 759 256
	Horas de vazio normal	1 698 483
	Horas de super vazio	919 810
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	548 841 837
	Capacitiva	132 714 944

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		24 791
Potência (kW)		
	Horas de ponta	387 321
	Contratada	1 601 093
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	501 544
	Horas cheias	1 439 632
	Horas de vazio normal	628 265
	Horas de super vazio	262 491
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	272 387 841
	Capacitiva	17 279 938

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	4 502
Tarifa tri-horária	34,5	4 087
	41,4	4 619
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	81 878
Tarifa tri-horária	Horas cheias	212 480
	Horas de vazio	134 538

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)		
	3,45	406 959
	4,6	22 156
Tarifa simples	5,75	11 053
	6,9	183 008
	10,35	49 685
	13,8	17 574
	17,25	5 349
	20,7	20 730
Tarifa bi-horária	3,45	25 348
	4,6	8 808
	5,75	5 280
	6,9	60 234
	10,35	16 207
	13,8	8 395
Tarifa tri-horária	17,25	2 926
	20,7	9 771
	3,45	5 828
	4,6	2 026
	5,75	1 214
	6,9	13 827
Tarifa tri-horária	10,35	3 677
	13,8	1 906
	17,25	664
	20,7	2 207
Energia ativa (MWh)		
Tarifa simples		1 925 350
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	508 133
	Horas de vazio	341 500
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	45 978
	Horas cheias	205 016
	Horas de vazio	502 742

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
Potência	(nº de clientes)	
Tarifa simples	1,15	44 358,65
	2,3	3 483,61
Energia ativa	MWh	
Tarifa simples		22 514

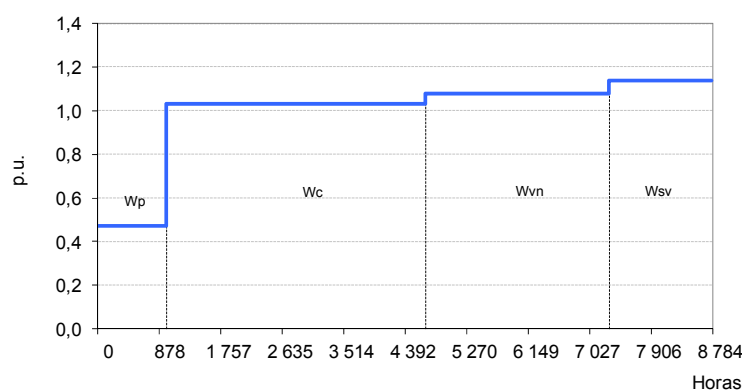
7.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO DOS CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

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

7.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

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

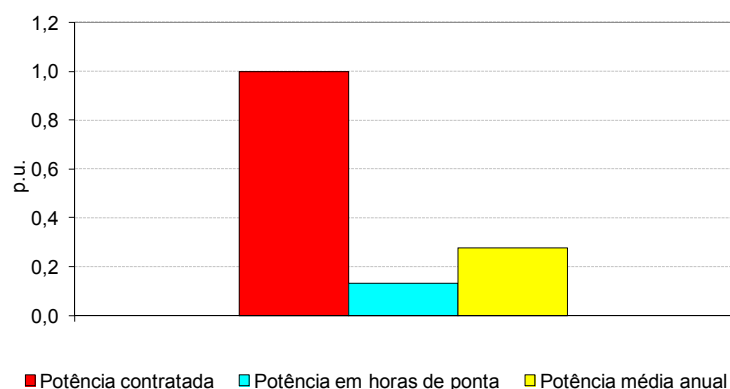
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário



	MAT
Potência média anual [MW]	198
Potência média anual por cliente [kW]	3 314

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



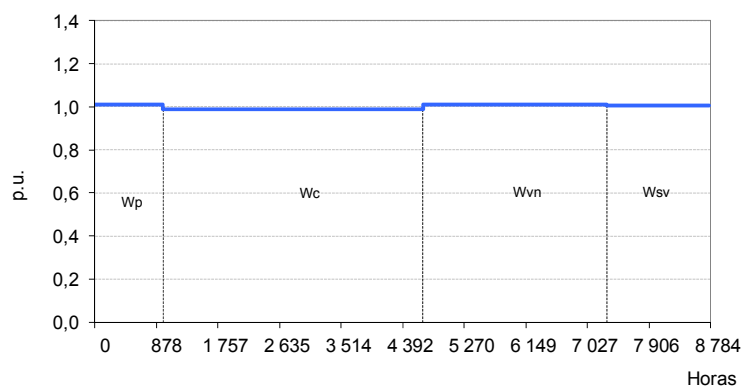
	MAT
Potência contratada [kW/mês]	712 231
Potência contratada por cliente [kW/mês]	11 935

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.

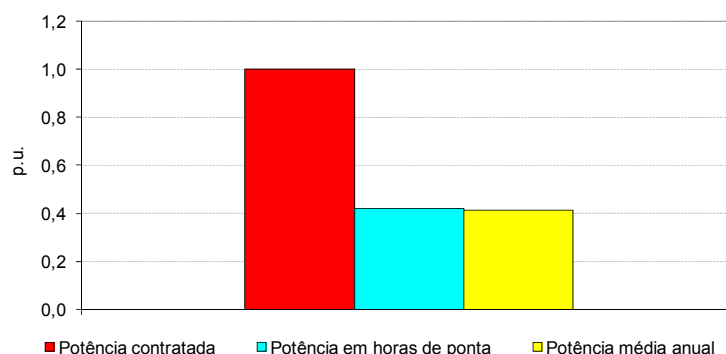
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário



	AT
Potência média anual [MW]	720
Potência média anual por cliente [kW]	2 717

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

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



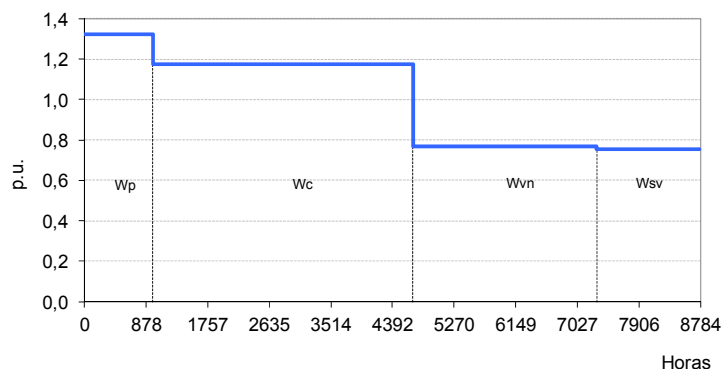
	AT
Potência contratada [kW/mês]	1 738 966
Potência contratada por cliente [kW/mês]	6 561

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

7.2.3 MÉDIA TENSÃO

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

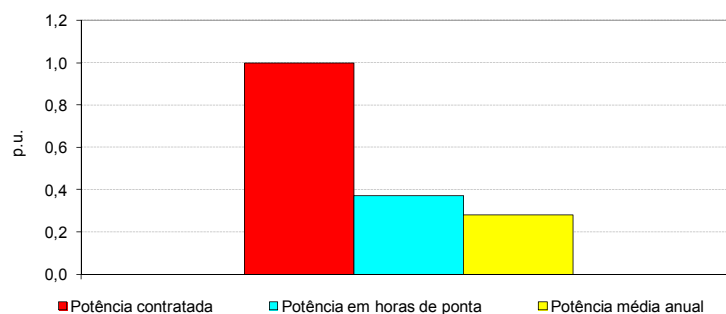
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário



	MT
Potência média anual [MW]	1 520
Potência média anual por cliente [kW]	81

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

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



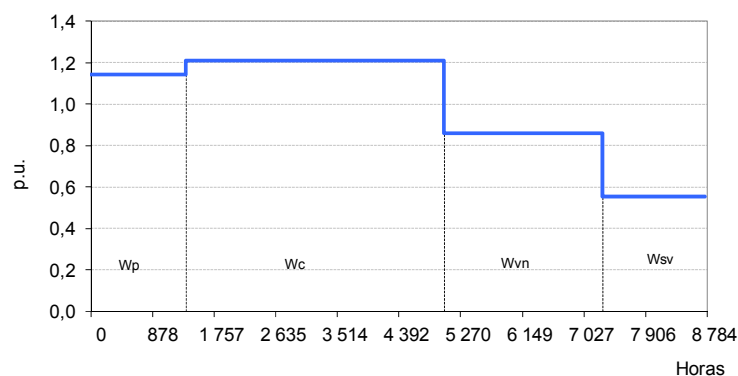
	MT
Potência contratada [kW/mês]	5 425 926
Potência contratada por cliente [kW/mês]	288

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.

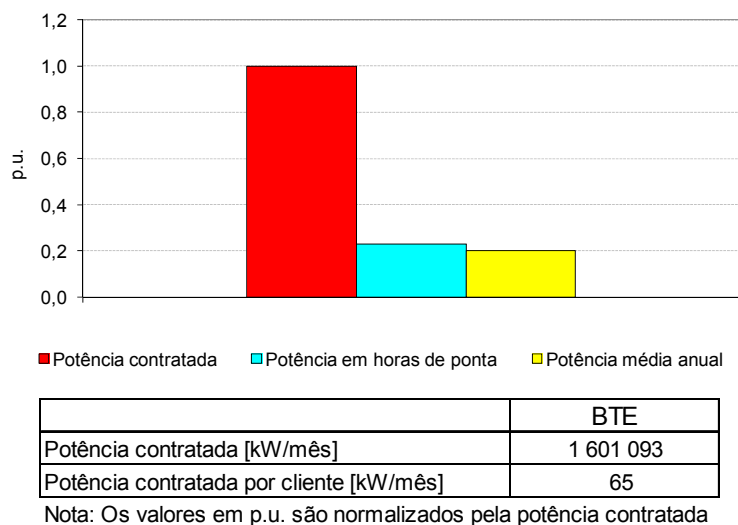
Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário



	BTE
Potência média anual [MW]	323
Potência média anual por cliente [kW]	13

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

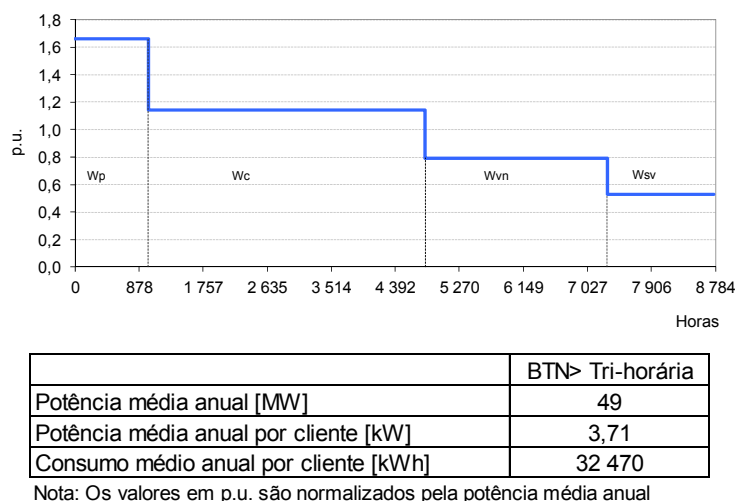
Figura 7-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE



7.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

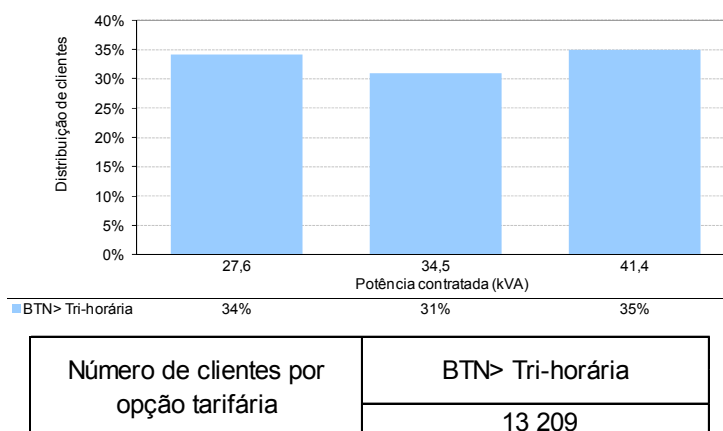
Na Figura 7-9 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, discriminados por período tarifário.

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



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

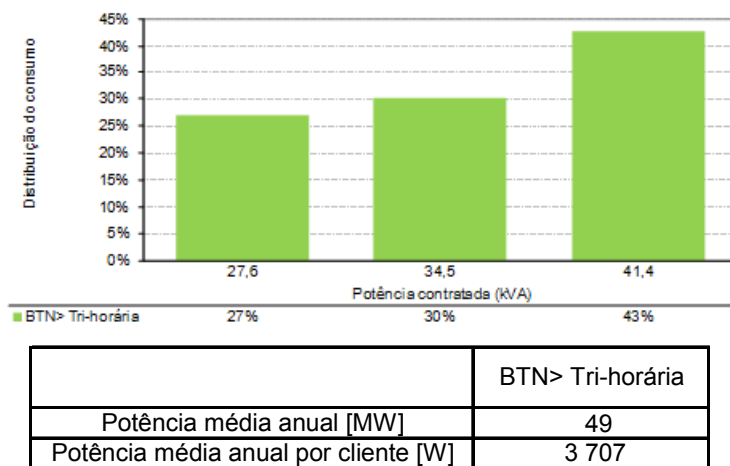
Figura 7-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA)



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.

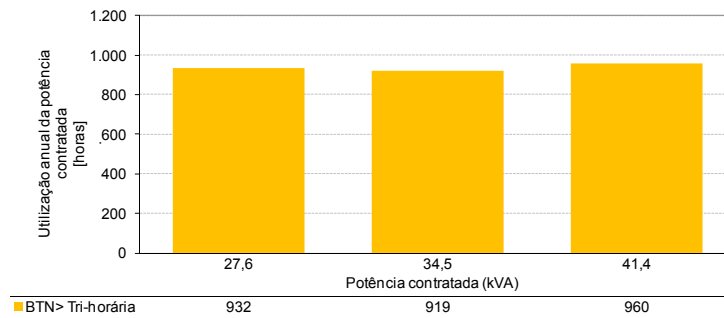
Figura 7-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA)



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

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

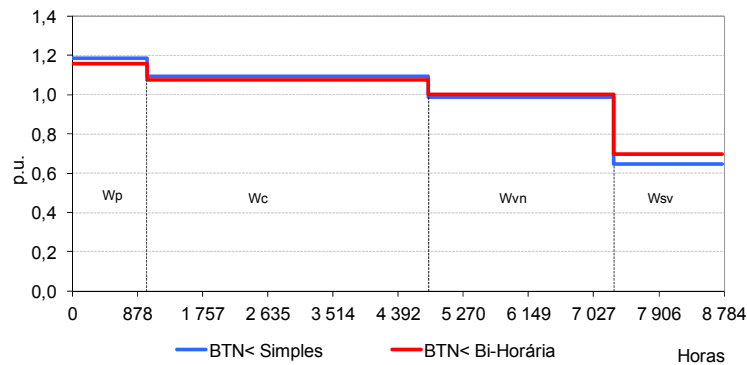
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA)



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

Na Figura 7-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário e por opção tarifária: simples e bi-horária.

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

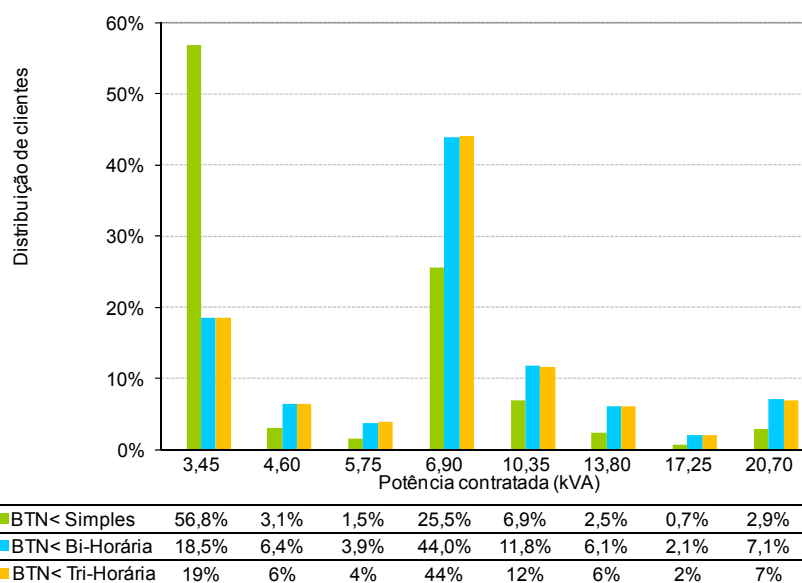


Potência de base	BTN< Simples	BTN< Bi-Horária
Potência média anual [MW]	220	97
Potência média anual por cliente [kW]	0,31	0,71
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 687	6 203

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)

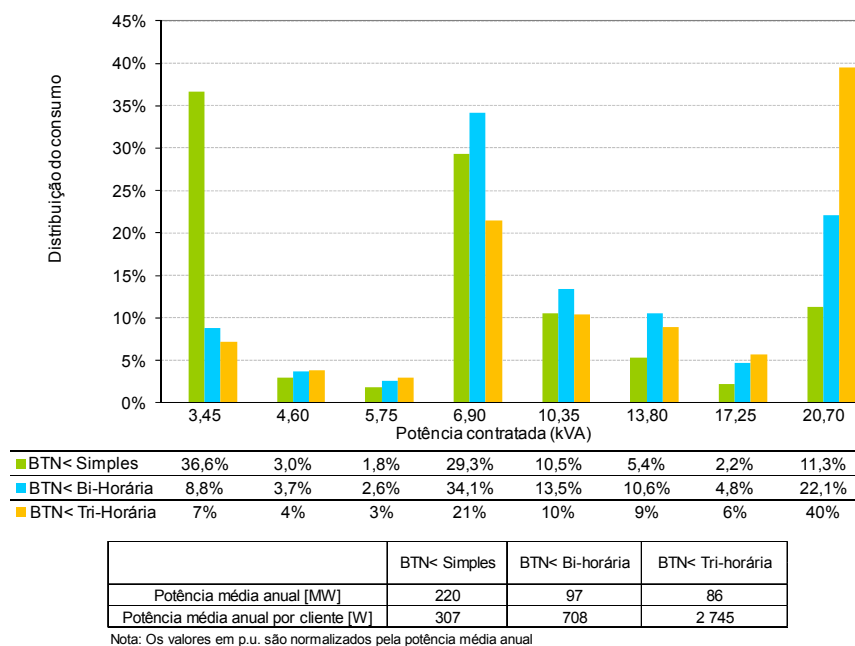


Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
		716 514	136 968

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

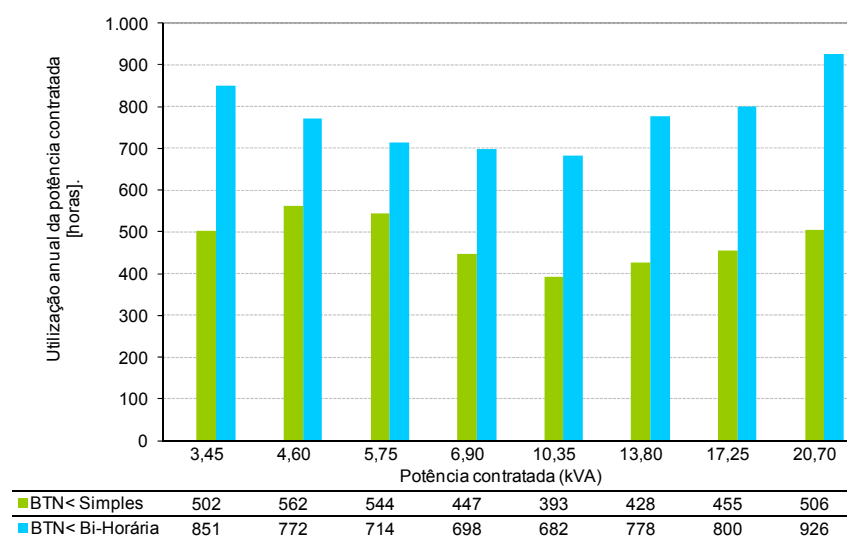
Na Figura 7-15 apresenta-se a distribuição de consumo por opção tarifária e escalão de potência contratada dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA.

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



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.

A revisão regulamentar do Regulamento Tarifário, durante o ano de 2011, definiu um novo quadro regulamentar para os clientes de Iluminação Pública (IP), determinando que as tarifas de IP vigoravam transitoriamente durante o ano de 2012 e anunciando a sua extinção em janeiro de 2013. Na sequência da extinção desta opção tarifária e procurando a colocação mais vantajosa para os consumidores, de acordo com a regra de faturação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental, optou-se pela colocação dos consumos referentes à IP na opção tarifária tri-horária.

No âmbito da revisão regulamentar referida anteriormente, que implicou a alteração dos escalões de potência contratada em BTE e BTN, passando-se a adotar em todo o país (Portugal Continental e Regiões Autónomas) o limite de 41,4 kW/kVA entre BTE e BTN, foram convertidas as quantidades da opção tarifária BTN > com potências superiores a 41,4 kVA para o nível de tensão BTE.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Energia (GWh)	Número de clientes
MT	268	768
BT	453	120 882
BTE	45	612
BTN	408	120 270
Total	721	121 650

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)		768
Potência (kW)		
	Horas de ponta	37 735
	Contratada	118 311
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	24 543
	Horas cheias	60 006
	Horas de vazio normal	26 004
	Horas super vazio	15 704
Períodos II, III	Horas de ponta	27 674
	Horas cheias	67 780
	Horas de vazio normal	29 049
	Horas super vazio	17 513
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	15 171 291
	Capacitiva	1 281 559

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)		612
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 685
	Contratada	32 977
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	9 108
	Horas cheias	22 314
	Horas de vazio normal	8 962
	Horas super vazio	4 602
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	4 940 379
	Capacitiva	254 061

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA) TRI-HORÁRIA		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa Tri-horária	27,6	768
	34,5	330
	41,4	357
Energia ativa (MWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	8 310
	Horas cheias	20 455
	Horas de vazio	13 035

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
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	3,45	57 608
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	29 710
	10,35	5 691
	13,8	1 557
	17,25	2 261
Tarifa bi-horária	20,7	0
	3,45	446
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	1 362
	10,35	298
	13,8	176
Tarifa tri-horária	17,25	212
	20,7	0
	3,45	2 705
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	5 924
	10,35	714
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		247 989
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	8 725
	Horas de vazio	5 464
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	14 806
	Horas cheias	40 363
	Horas de vazio	44 576

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
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	1,15	6 543
	2,3	0
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		4 050

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

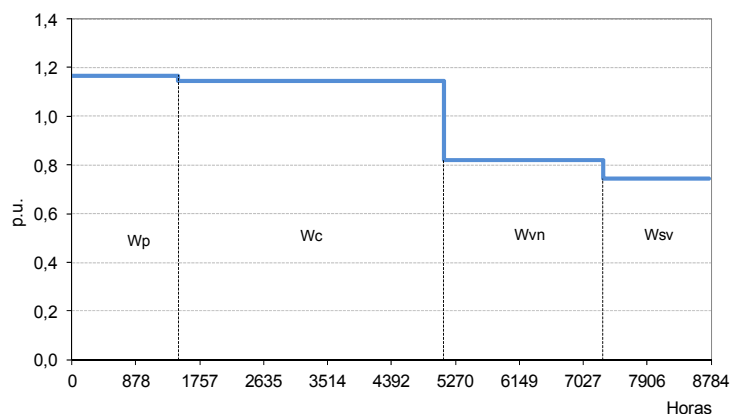
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.

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

8.2.1 MÉDIA TENSÃO

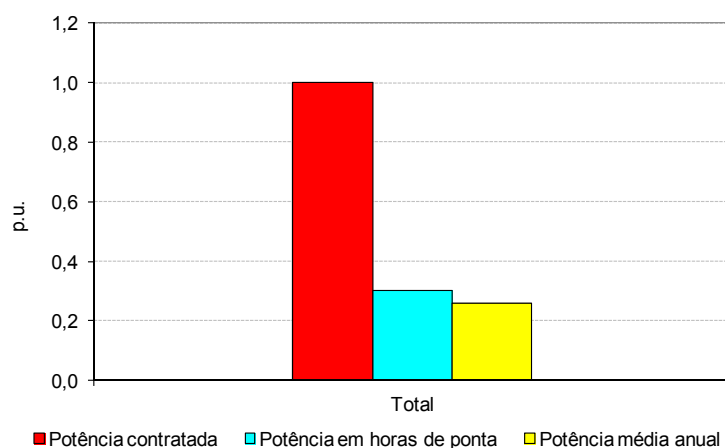
Na Figura 8-1 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à tarifa Tetra-horária em MT, discriminado por período horário. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2013.

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



Potência de base	MT
Potência média anual [MW]	31
Potência média anual por cliente [kW]	40
Consumo médio anual por cliente [kWh]	349 315

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



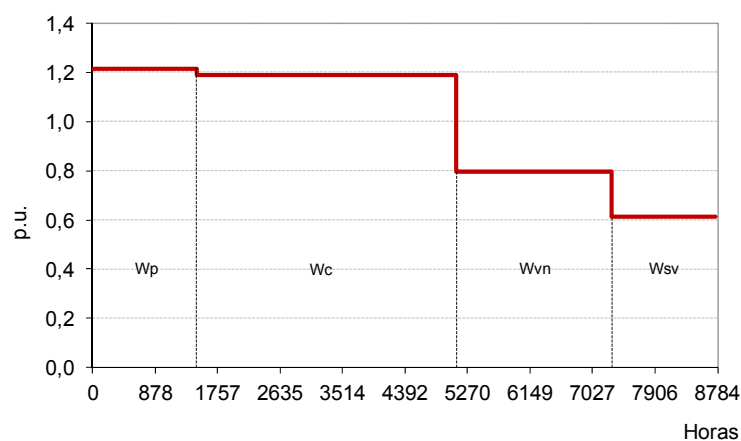
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	118 311
Potência contratada por cliente	154

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

8.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

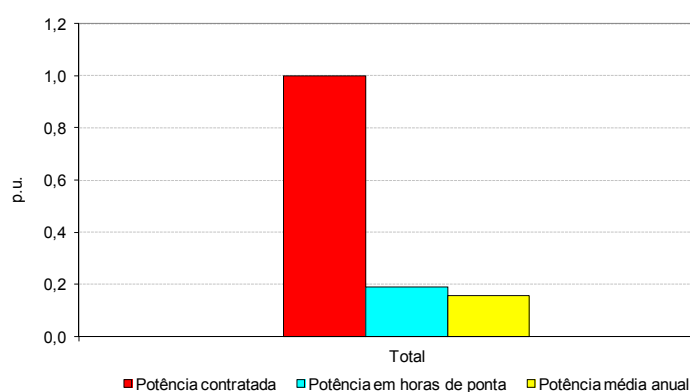
Na Figura 8-3 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à opção tarifária Tetra-horária em BTE, discriminado por período horário. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2013.

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



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	5 135
Potência média anual por cliente [kW]	8
Consumo médio anual por cliente [kWh]	73 506

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



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	32 977
Potência contratada por cliente	54

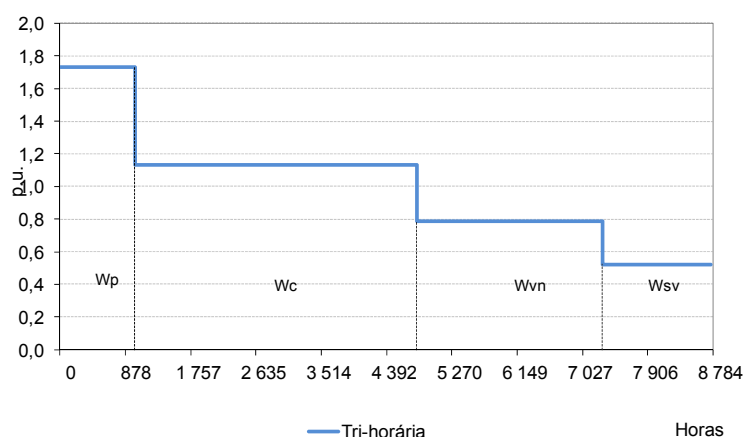
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada

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



	Tri-horária
Potência média anual [kW]	4 772
Potência média anual por cliente [W]	3 279
Consumo médio anual por cliente [kWh]	28 728

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)

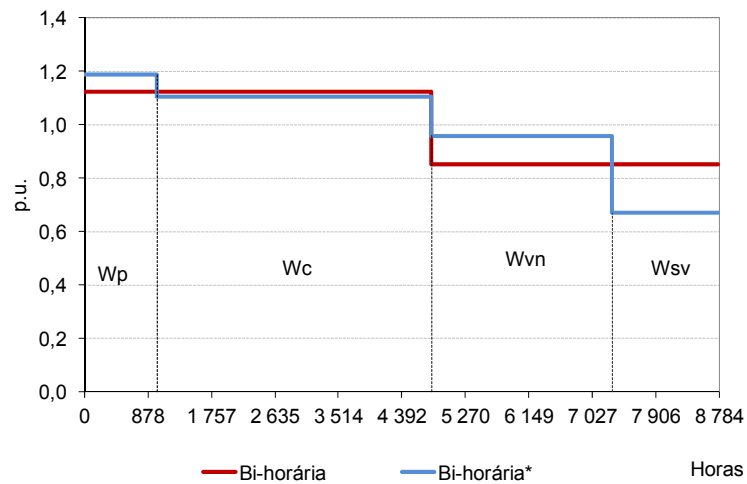
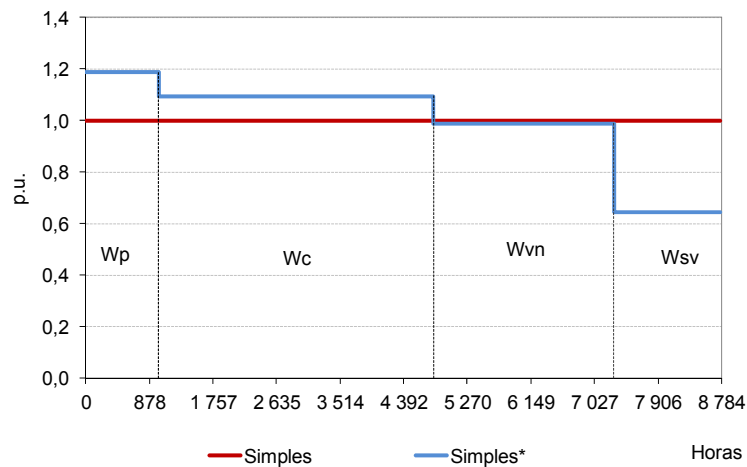
Na Figura 8-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples e tarifa Bi-horária.

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

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido 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



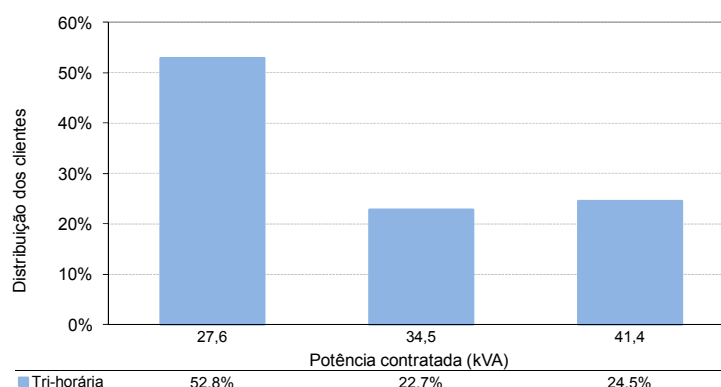
	Simples	Bi-horária
Potência média anual [MW]	28,31	1,62
Potência média anual por cliente [kW]	0,29	0,65
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 561	5 689

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.

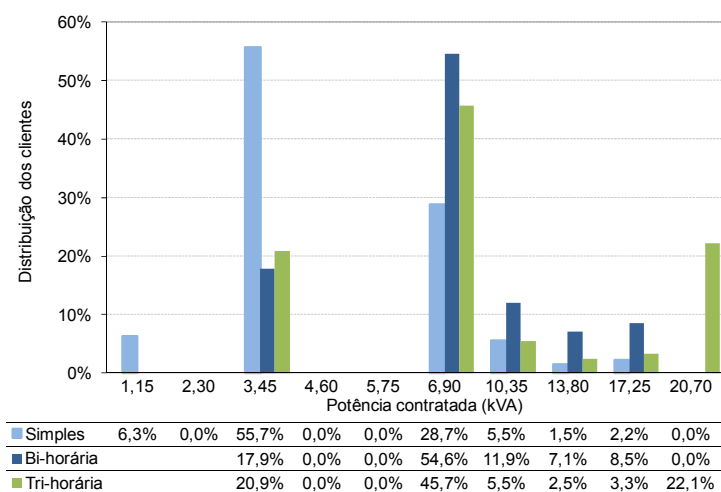
Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA), na RAA



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	1 455

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



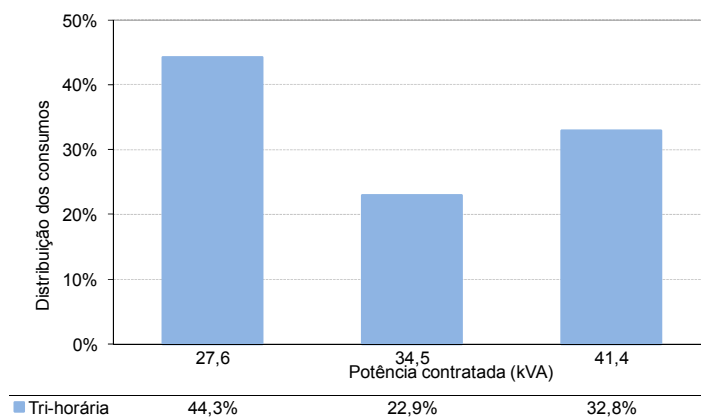
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	103 370	2 494	12 951

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.

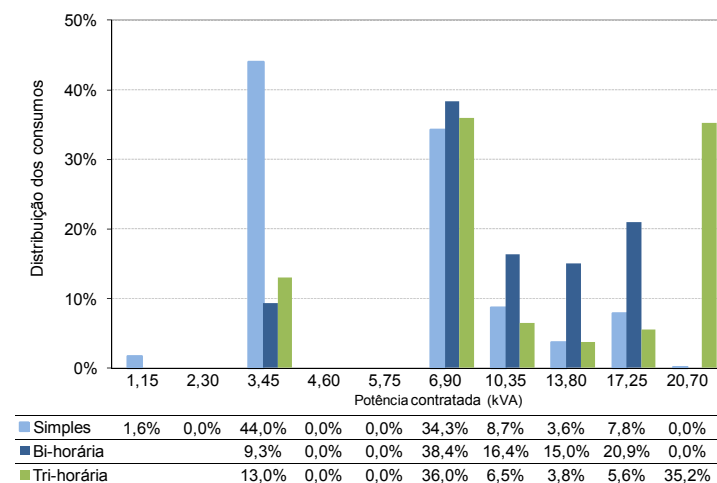
Figura 8-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAA



BTN>	
Potência média anual [kW]	4 772
Potência média anual por cliente [W]	3 279

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



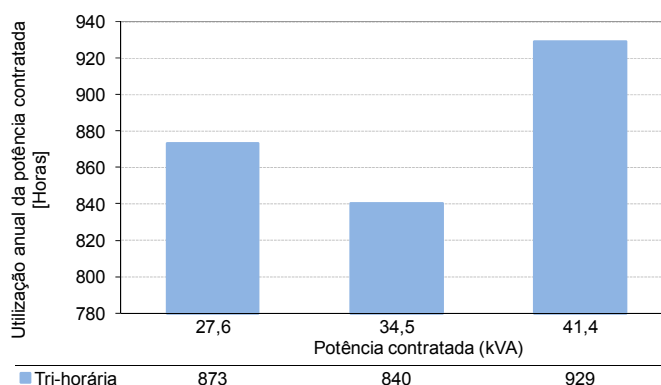
	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	28 772	1 620	11 386
Potência média anual por cliente [W]	278	649	879

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

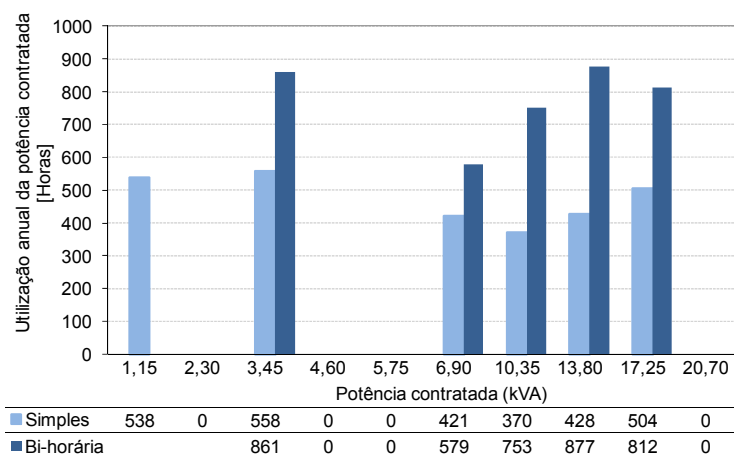
Verifica-se que na tarifa Simples de $BTN \leq 20,7$ kVA o escalão predominante é o de 3,45 kVA. Na tarifa bi-horária e na tarifa tri-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

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 RAM**



**Figura 8-12 - 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 41,4 kVA.

Verifica-se que, na opção Simple das tarifas de BTN \leq 20,7 kVA, os clientes do escalão 1,15 kVA e 3,45 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada. Na opção bi-horária das tarifas de BTN \leq 20,7 kVA, os clientes do escalão 3,45 kVA e 13,80 kVA são os 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.

A revisão regulamentar do Regulamento Tarifário durante o ano de 2011, definiu um novo quadro regulamentar para os clientes de Iluminação Pública (IP), determinando que as tarifas de IP vigoravam transitoriamente durante o ano de 2012 e anunciando a sua extinção em janeiro de 2013. Neste contexto foram utilizadas as previsões apresentadas pela EEM, para a distribuição das instalações IP pelos vários tipos de fornecimento e opções tarifárias: MT, BTE, BTN > 20,7 kVA e BTN ≤ 20,7 kVA. Esta distribuição resultou da análise das instalações e consumos associadas aos fornecimentos IP por parte dos serviços técnicos da EEM.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Energia (GWh)	Número de clientes
MT	184	293
BT	632	137 850
BTE	171	1 214
BTN	461	136 636
Total	816	138 143

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)		293
Potência (kW)		
	Horas de ponta	22 251
	Contratada	81 483
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	15 288
	Horas cheias	39 144
	Horas de vazio normal	19 005
	Horas de super vazio	11 449
Períodos II, III	Horas de ponta	17 757
	Horas cheias	46 579
	Horas de vazio normal	21 817
	Horas de super vazio	12 960
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	9 968 193
	Capacitiva	0

Quadro 9-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		1 214
Potência (kW)		
	Horas de ponta	22 685
	Contratada	116 048
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	32 943
	Horas cheias	83 628
	Horas de vazio normal	34 015
	Horas de super vazio	20 472
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	17 394 072
	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
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa tri-horária	27,6	950
	34,5	726
	41,4	833
Energia ativa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	15 074
	Horas cheias	39 133
	Horas de vazio	27 380

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
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa simples	3,45	50 622
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	59 476
	10,35	3 782
	13,8	2 350
	17,25	983
Tarifa bi-horária	20,7	3 203
	3,45	1 259
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	6 657
	10,35	597
	13,8	453
Tarifa tri-horária	17,25	180
	20,7	786
	3,45	118
	4,6	119
	5,75	84
	6,9	122
	10,35	288
Energia ativa MWh		
Tarifa simples		285 194
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	32 958
	Horas de vazio	17 025
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 688
	Horas cheias	11 454
	Horas de vazio	27 041

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
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa simples	1,15	2 461
	2,3	101
Energia ativa MWh		
Tarifa simples		2 672

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

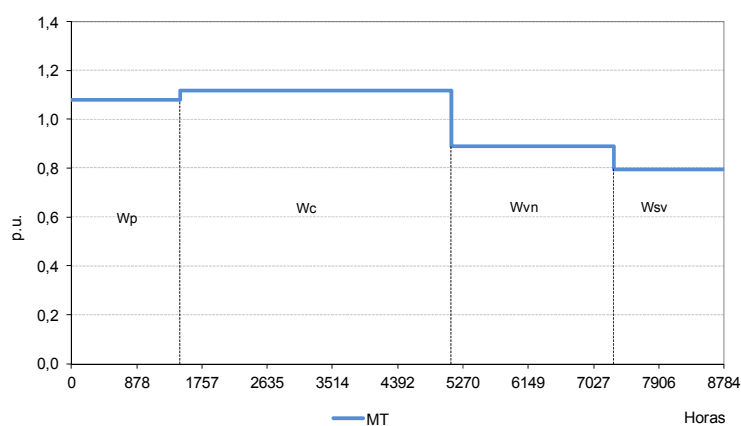
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.

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

9.2.1 MÉDIA TENSÃO

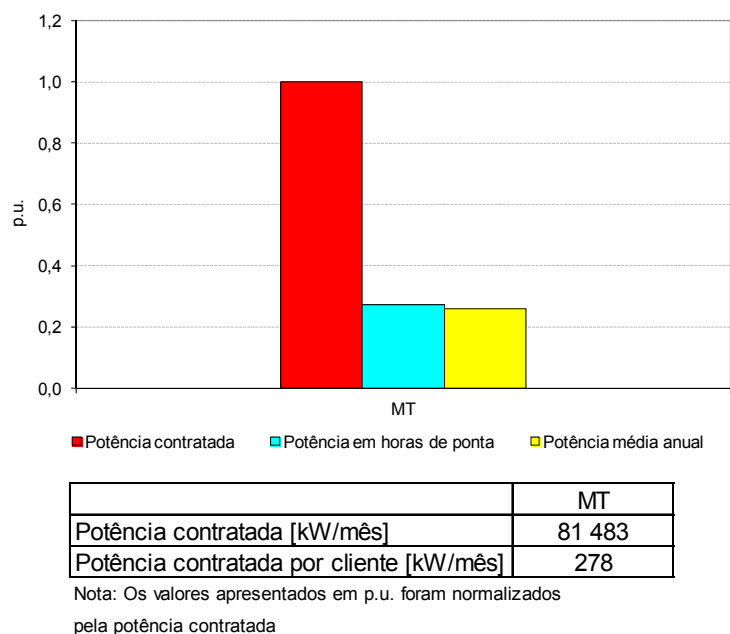
Na Figura 9-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2013.

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



	MT
Potência média anual [kW]	21 004
Potência média anual por cliente [kW]	72
Consumo médio anual por cliente [kWh]	627 682

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



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 2013.

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

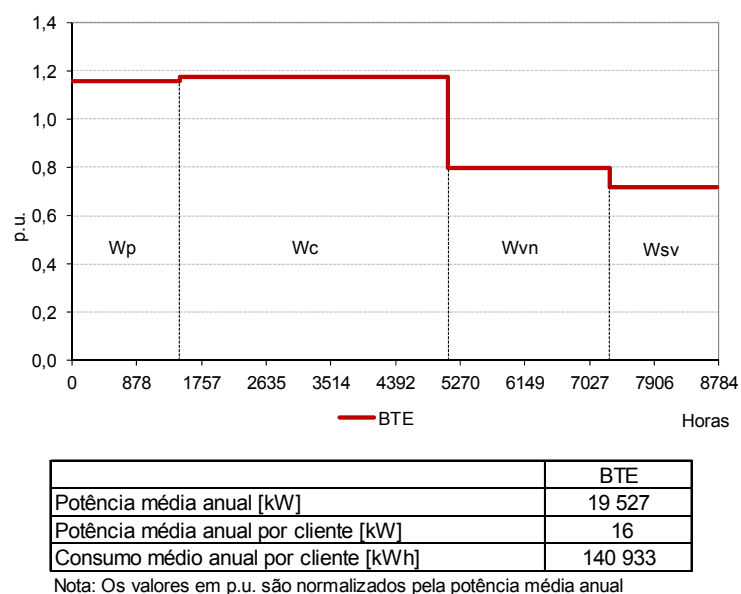
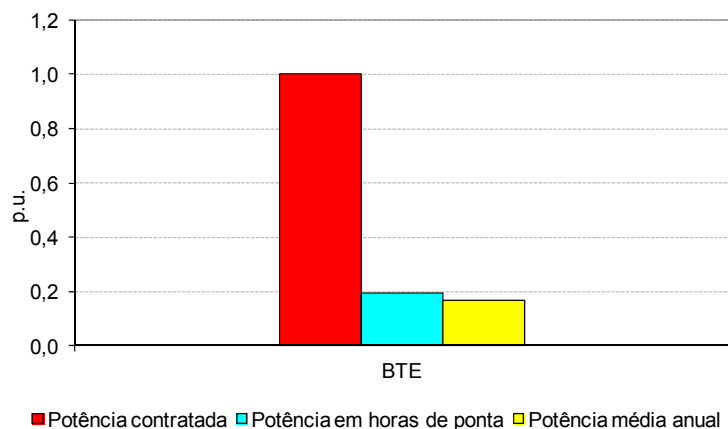


Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE



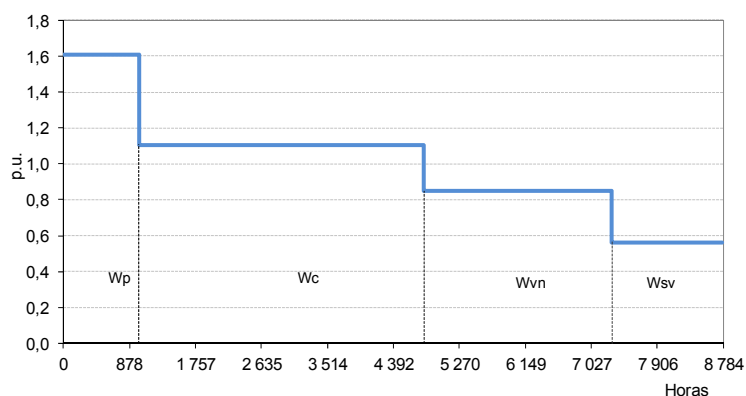
	BTE
Potência contratada [kW/mês]	116 048
Potência contratada por cliente [kW/mês]	96

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



	BTN>
Potência média anual [kW]	9 314
Potência média anual por cliente [kW]	4
Consumo médio anual por cliente [kWh]	32 517

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

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

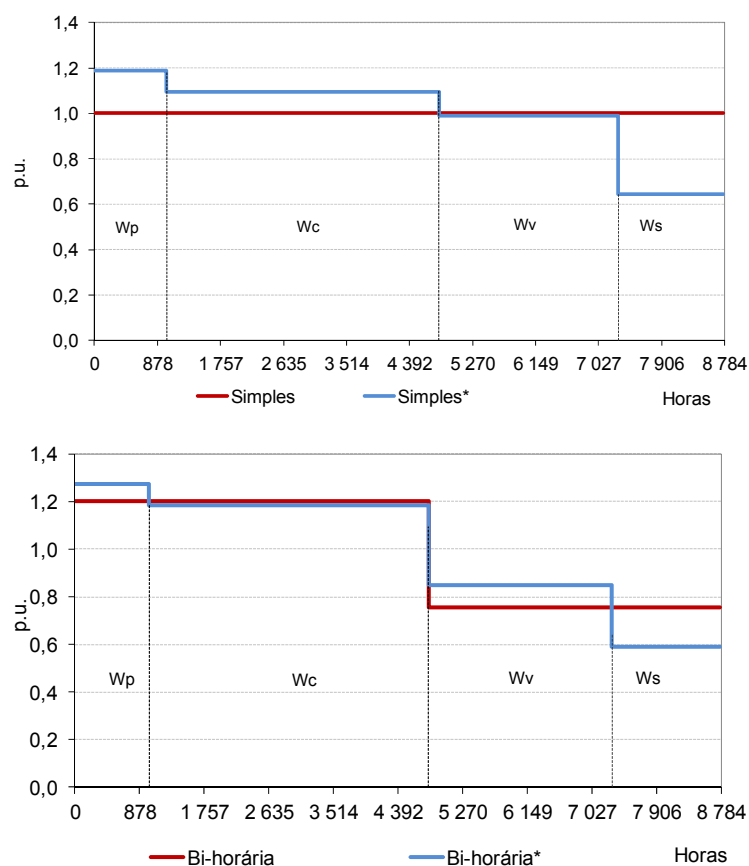
Na Figura 9-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN, com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples e tarifa Bi-horária.

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

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido 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



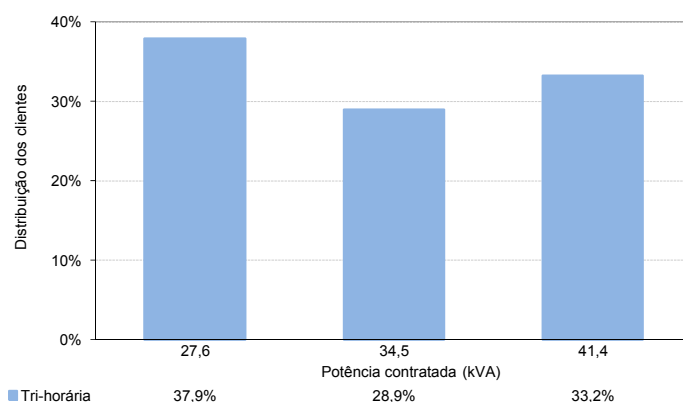
	Simples	Bi-horária
Potência média anual [kW]	32 556	5 706
Potência média anual por cliente [kW]	0,27	0,57
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 368	5 033

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.

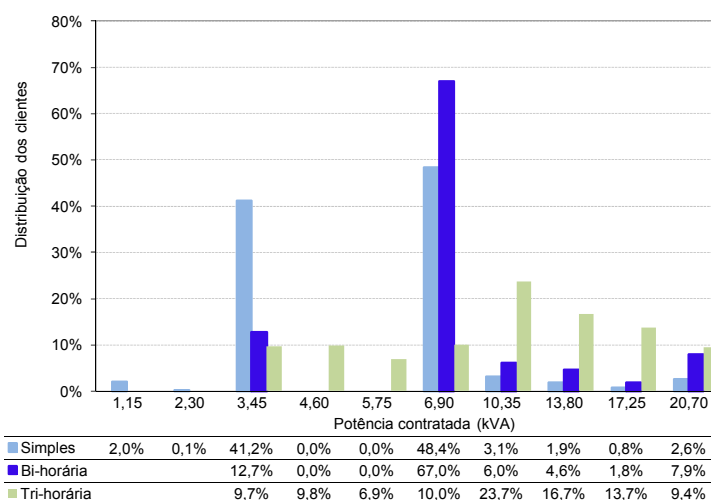
Figura 9-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	2 509

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



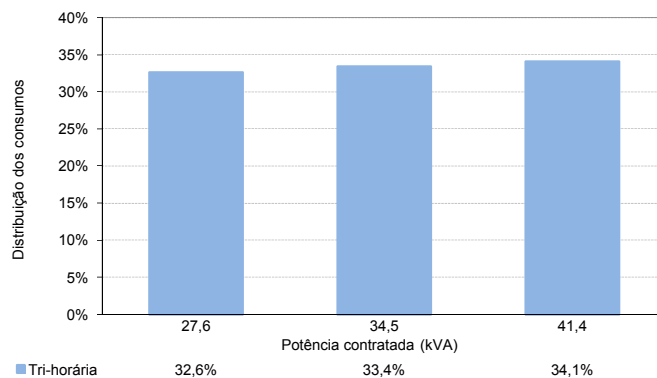
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	122 980	9 932	1 215

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 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 10,35 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.

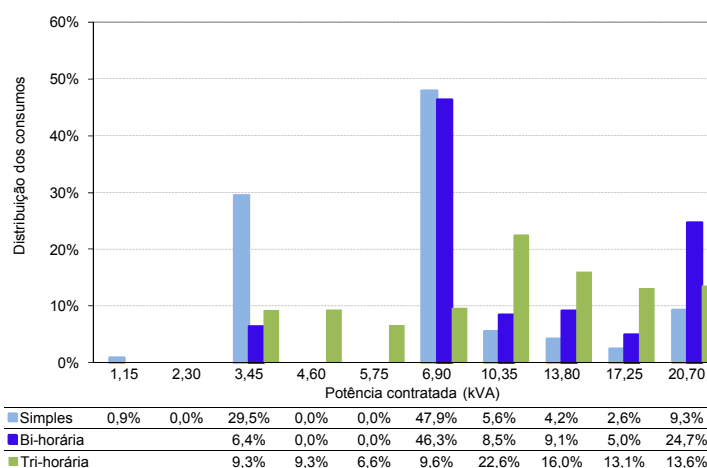
Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM



	BTN>
Potência média anual [kW]	7 711
Potência média anual por cliente [W]	3 073
Consumo médio anual por cliente [kWh]	32 517

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]	32 861	5 706	1 886
Potência média anual por cliente [W]	267	574	1 552
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 341	5 033	33 882

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

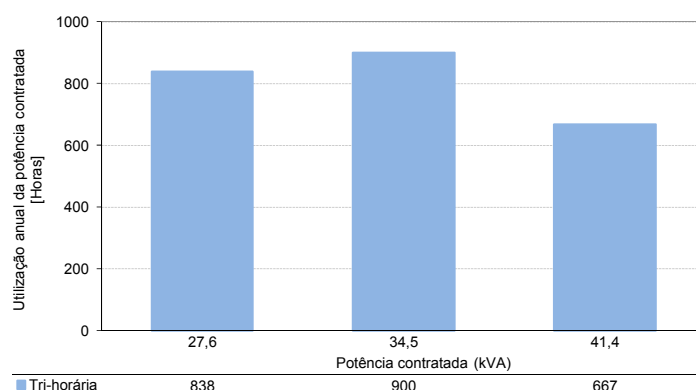
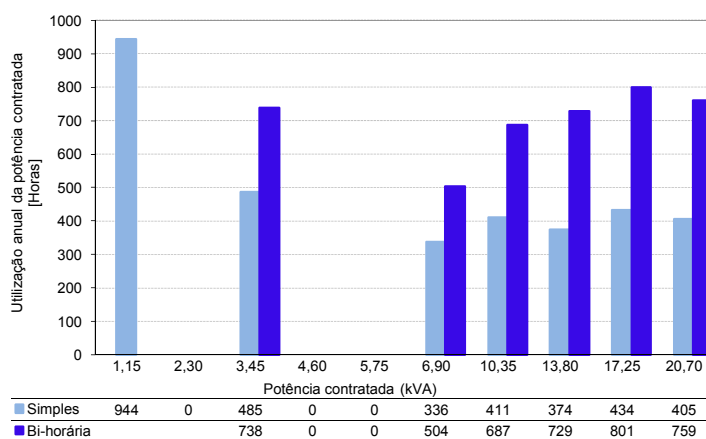


Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária $BTN (\leq 20,7$ kVA), na RAM



Na tarifa Tri-horária de $BTN > 20,7$ kVA as maiores utilizações da potência contratada verificam-se no escalão de 34,5 kVA. Verifica-se que, 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 das tarifas de $BTN \leq 20,7$ kVA, os clientes do escalão 17,25 kVA são, os 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.

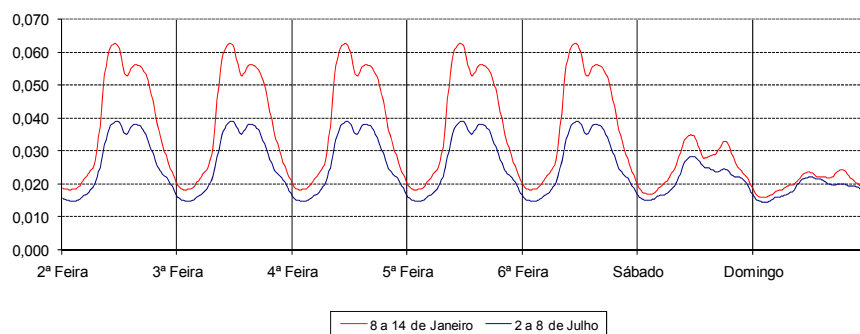
Para tal partiu-se dos trabalhos “Caracterização de consumidores e redes, Atualização dos perfis BTN para 2007” e “Definição de perfis iniciais e finais para consumidores BTE, Versão 2007” efetuados pelo INESC Porto e pelo INESC Coimbra. Estes estudos foram apresentados pela EDP Distribuição para suportar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

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

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

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

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



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

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

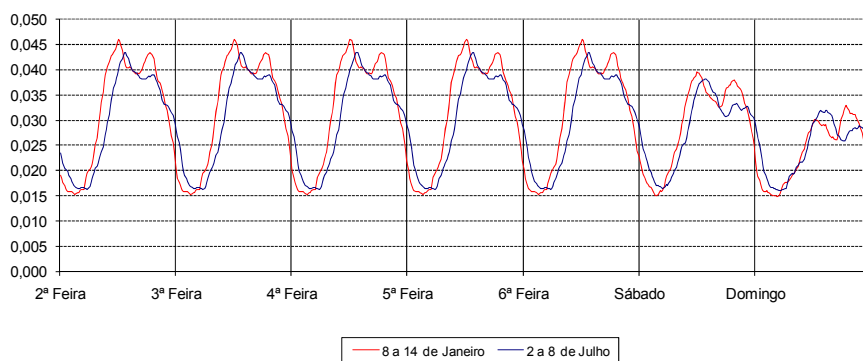


Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2007

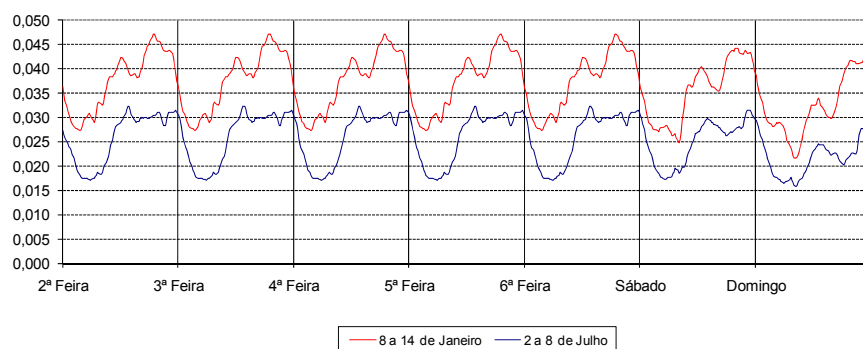
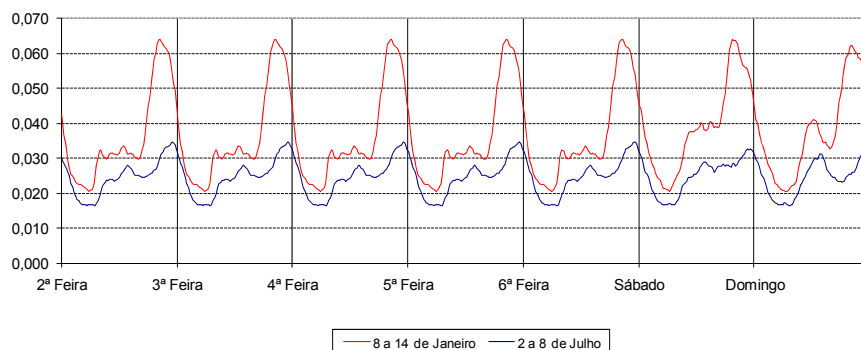
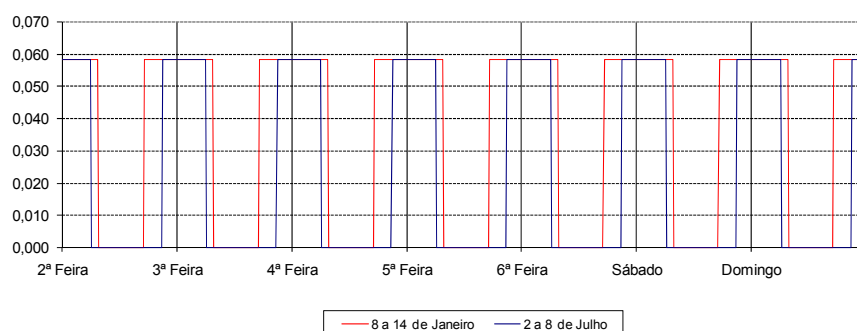


Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2007



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

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



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

10.1 DIAGRAMA DE CARGA EM BTE

A partir do perfil de consumo para a BTE (tarifa tetra-horária), obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades para o ano de 2012, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas para o ano de 2010, e considerando um ciclo semanal sem feriados obteve-se a estrutura de consumos apresentada no Quadro 10-2. Esta estrutura de quantidades é utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

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

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

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

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária tem por base um perfil de consumo ponderado de 100 % do perfil BTN Classe A, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades no ano de 2012, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas para o ano de 2010, e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-3 e no Quadro 10-4 apresenta-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de quantidades são utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

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

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

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

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

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

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária (\leq 20,7 kVA) tem por base um perfil de consumo ponderado em 29% BTN Classe A, 28% BTN Classe B e 44% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos e nas quantidades previstas para o ano de 2012, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2010 e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-5 e no Quadro 10-6 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de quantidades são utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

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

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

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

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

10.4 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN BI-HORÁRIA

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Bi-horária tem por base um perfil de consumo ponderado de 29% BTN Classe A, 28% BTN Classe B e 44% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos anteriormente e nas quantidades para o ano de 2012, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2010 e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-7, no Quadro 10-8 e no Quadro 10-9 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de consumos foram utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

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

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

Quadro 10-8 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária

BTN 2H	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	38%	16%
Período II, III	33%	13%

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

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

10.5 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN SIMPLES

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Simples ($\leq 20,7$ kVA) tem por base um perfil de consumo ponderado de 12 % BTN Classe A e 88 % BTN Classe C, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades no ano de 2012, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2010, e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-10 apresenta-se a estrutura de consumos obtida. Esta estrutura de consumos foi utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

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

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

11 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

11.1 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

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

11.1.1 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL

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

Face aos valores em vigor em 2012, regista-se uma tendência de redução dos valores dos fatores de ajustamento.

Com base na proposta apresentada, publicam-se os fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, a vigorar em 2013.

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 2013 perfis de perdas com discriminação de 15 minutos para aplicação às quantidades de energia das carteiras dos comercializadores. Estes perfis serão consonantes com os fatores de ajustamento para perdas agora determinados.

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

(%)	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
γ_{MAT}^h	1,14	1,09	1,22	1,38
$\gamma_{AT/RNT}^h$	1,44	1,39	1,52	1,68
γ_{AT}^h	1,31	1,31	1,19	1,21
γ_{MT}^h	4,77	4,18	3,19	2,78
γ_{BT}^h	7,19	6,51	5,62	3,39

11.1.2 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 2013.

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 2012-2014, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

Deste modo, e sublinhando novamente 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

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

11.1.3 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou à ERSE a proposta de valores para os fatores de ajustamento para perdas nas suas redes para 2013, 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 2012-2014, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

Deste modo, e sublinhando novamente 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	γ_{AT}^h	0,39	0,35	0,25
	γ_{MT}^h	2,98	2,87	2,46
Porto Santo	γ_{MT}^h	2,13	2,14	2,16

12 PERÍODOS HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos nos Artigos 27.º e 34.º do Regulamento Tarifário são diferenciados da forma que se indica no quadro seguinte.

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

Quadro 12-1 - Períodos horários para as tarifas de energia elétrica em 2013

PORTUGAL CONTINENTAL

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

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

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

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	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
Sábado		Sábado	
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
Domingo		Domingo	
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:

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

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

Ciclo diário transitório para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
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:

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
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:

Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
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:

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

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

Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
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.