

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2014**

Dezembro 2013

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	10
2.3	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma da Madeira	10
2.4	Consumos e número de consumidores de energia elétrica em Portugal	11
3	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE	13
3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	13
3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	14
4	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	17
4.1	Fatores de simultaneidade nas redes	17
4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	18
4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	19
4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	21
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	25
5.1	Tarifa Transitória de Energia	25
5.2	Tarifas de Comercialização	26
6	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	27
6.1	Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	28
6.2	Caracterização do consumo nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	32
6.2.1	Alta Tensão	33
6.2.2	Média Tensão	34
6.2.3	Baixa Tensão Especial	36
6.2.4	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA)	37
6.2.5	Baixa Tensão Normal (≤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	47
7.2.2	Alta Tensão	48

7.2.3	Média Tensão.....	49
7.2.4	Baixa Tensão Especial.....	50
7.2.5	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	51
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.....	55
8.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	57
8.2.1	Média Tensão.....	57
8.2.2	Baixa Tensão Especial.....	58
8.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	59
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	67
9.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	67
9.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	69
9.2.1	Média Tensão.....	69
9.2.2	Baixa Tensão Especial.....	70
9.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	71
9.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	72
9.3	Caracterização da potência contratada da RAM em Baixa Tensão Normal.....	73
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 3-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da UGS em 2014	13
Figura 3-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2014	15
Figura 3-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT	16
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de UGS em 2014	19
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2014	21
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT	21
Figura 4-4 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URD em 2014	23
Figura 4-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD	24
Figura 5-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa transitória de energia	26
Figura 6-1 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por posto horário e por opção tarifária	33
Figura 6-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em AT	34
Figura 6-3 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária	35
Figura 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT	35
Figura 6-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária	36
Figura 6-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE	37
Figura 6-7 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária	38
Figura 6-8 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária	39
Figura 6-9 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)	40
Figura 6-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)	40
Figura 6-11 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)	41
Figura 6-12 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)	41
Figura 6-13 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>20,7 kVA)	42
Figura 6-14 - 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	47
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	48

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.....	49
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.....	50
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	51
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)	52
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.....	53
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	57
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.....	58
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 (≤20,7 kVA), na RAA	64
Figura 8-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (>20,7 kVA), na RAM	65

Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	65
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário	69
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT ...	70
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário	70
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE.....	71
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($>20,7$ kVA), discriminado por posto horário, na RAM.....	71
Figura 9-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	73
Figura 9-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($>20,7$ kVA), na RAM.....	74
Figura 9-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	74
Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($>20,7$ kVA), na RAM	75
Figura 9-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	75
Figura 9-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($>20,7$ kVA), na RAM	76
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	76
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 2011 a 2014	4
Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica no período 2011 a 2014	4
Quadro 2-4 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2009 a 2014	8
Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental para 2011 a 2014	8
Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura de 2011 a 2014	9
Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA	10
Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM	11
Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal	12
Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte	13
Quadro 3-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} do ORT	14
Quadro 3-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do ORT	14
Quadro 3-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do ORT	15
Quadro 4-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	17
Quadro 4-2 - Coeficientes Potência contratada / Potência em horas de ponta de uso de redes para 2014	18
Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema	19
Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT}	20
Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT}	20
Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT}	22
Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT}	22
Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT}	23
Quadro 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa transitória de energia	25
Quadro 5-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de comercialização aplicáveis aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN	26
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	27
Quadro 6-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em AT	28
Quadro 6-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT	29
Quadro 6-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE	29
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)	30

Quadro 6-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA) Sazonal	30
Quadro 6-7 - 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).....	31
Quadro 6-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	31
Quadro 6-9 - 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.....	32
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.....	45
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).....	46
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.....	55
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).....	56
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.....	67
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT.....	67
Quadro 9-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE.....	68
Quadro 9-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN (>20,7 kVA) Tri-horária.....	68
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).....	68

Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 2,3$ kVA)	69
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 2014.....	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 2014. 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, e a aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais até dezembro de 2014 para clientes em Baixa Tensão Normal (BTN) com potência contratada superior a 6,9 kVA e até dezembro de 2015 para clientes em Baixa Tensão Normal (BTN) com potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA. 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 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.

Da informação apresentada neste documento de “Caracterização da Procura de energia elétrica em 2014” importa realçar os seguintes aspetos:

- a) A previsão da ERSE aponta para um consumo total de energia elétrica de 49 060 GWh, para 2014, ligeiramente acima das mais recentes estimativas da REN que apontam para um consumo total de 48 991 GWh em 2014 e igual ao nível de consumo registado em 2012. Verifica-se uma redução da procura de energia elétrica nos últimos anos, onde o consumo previsto para 2014 se situa próximo do consumo ocorrido em 2006.
- b) A evolução do número de clientes em mercado livre é notoriamente influenciada pela extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais. Atualmente estamos perante a aproximação de uma total migração para o mercado livre por parte dos clientes de AT e MT, já que todos os clientes em MAT se encontram no mercado livre. No caso da BTN a passagem dos clientes para o mercado livre é mais recente e acentuou-se no último ano.
- c) Verifica-se uma evolução estável dos diagramas de carga visível na tipificação de quantidades para os vários tipos de fornecimento.
- d) A tarifa Bi-horária tem um peso bastante significativo no total dos consumos em BTN, representando um valor de 27,3% em Portugal continental. Nas regiões autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 3,2% e 11,6%, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respetivamente.
- e) Na Região Autónoma dos Açores o peso da tarifa Tri-horária, no total dos consumos em BTN, é muito significativo (31,2%) e superior aos correspondentes valores em Portugal continental e na Região Autónoma da Madeira.
- f) São mantidos os perfis de consumo atualmente em vigor.
- g) São adotados os fatores de perdas mais adequados à realidade registada em 2012. Nos anos 2013 e 2014 são adotados os valores previstos pelas empresas de distribuição.
- h) São mantidos os períodos horários atualmente em vigor.

2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo justificam-se os pressupostos considerados pela ERSE na definição do balanço de energia elétrica que suporta o cálculo das tarifas de energia elétrica para o ano de 2014, 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 2013 E 2014

Na presente secção justifica-se a evolução das variáveis físicas que afetam a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para 2014. O Quadro 2-1 apresenta a variação das quantidades consideradas para tarifas 2014 face aos valores do ano anterior, sendo visível um decréscimo dos fornecimentos a clientes da ordem de 2%.

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

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2013	Tarifas 2014	$\Delta\%$ T2014 / T2013
Fornecimentos CUR + ML	45 399	44 533	-1,9%
MAT	1 732	2 192	26,5%
AT	6 308	6 395	1,4%
MT	13 964	13 636	-2,3%
BTE	3 438	3 304	-3,9%
BTN	19 203	19 006	-1,0%
IP [1]	754	0	-100,0%

[1] Em 2014 os consumos correspondentes à IP estão englobados na BTN.

Os valores previstos para 2013 e 2014 do número de consumidores e respetivos consumos, desagregado por mercado regulado e mercado livre, são sintetizados no Quadro 2-2 e no Quadro 2-3, respetivamente.

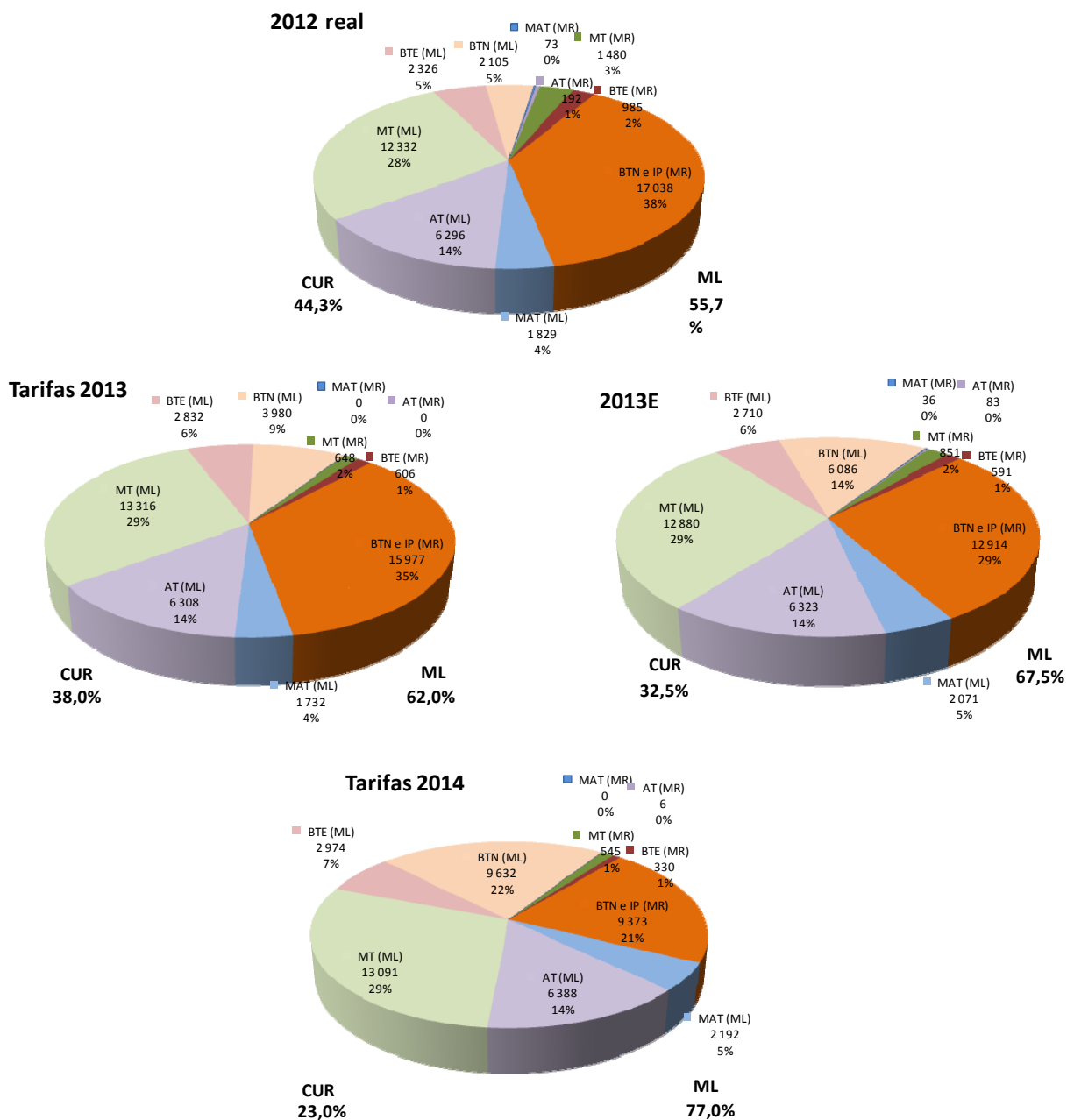
Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores no período 2011 a 2014

	Número médio de consumidores								
	2011 real	2012 real	Δ%	Tarifas 2013	2013 ^E	Δ% 2013 ^E / T2013	Δ% 2013 ^E / 2012 real	Tarifas 2014	Δ% T2014 / 2012 real
N.º de consumidores no CUR	5 781 793	5 401 613	-6,6%	5 229 407	4 262 784	-18,5%	-21,1%	3 440 877	-36,3%
MAT	17	7	-58,8%	0	1	-	-92,3%	0	-100,0%
AT	132	54	-59,1%	0	13	-	-75,8%	10	-81,7%
MT	10 571	6 370	-39,7%	4 538	3 414	-24,8%	-46,4%	2 358	-63,0%
BTE	20 729	13 567	-34,6%	11 167	7 502	-32,8%	-44,7%	6 039	-55,5%
BTN	5 697 505	5 325 639	-6,5%	5 182 353	4 251 855	-18,0%	-20,2%	3 432 471	-35,5%
IP	52 839	55 976	5,9%	31 349	0	-100,0%	-100,0%	0	-100,0%
N.º de consumidores no ML	361 571	714 831	97,7%	989 854	1 821 358	84,0%	154,8%	2 638 834	269,2%
MAT	45	60	12,2%	60	67	12,2%	0,7%	69	15,0%
AT	136	219	61,0%	265	264	-0,2%	-	273	24,5%
MT	12 829	17 150	33,7%	18 857	20 130	6,8%	17,4%	21 218	23,7%
BTE	13 043	20 093	54,1%	24 791	25 990	4,8%	29,3%	27 511	36,9%
BTN	335 518	677 309	101,9%	945 882	1 774 906	87,6%	162,1%	2 589 765	282,4%
N.º de consumidores total	6 143 364	6 116 444	-0,4%	6 219 262	6 084 142	-2,2%	-0,5%	6 079 711	-0,6%
MAT	62	67	8,1%	60	68	13,1%	0,7%	69	3,0%
AT	268	273	1,9%	265	278	4,7%	1,6%	283	3,5%
MT	23 400	23 520	0,5%	23 395	23 544	0,6%	0,1%	23 575	0,2%
BTE	33 772	33 660	-0,3%	35 958	33 493	-6,9%	-0,5%	33 550	-0,3%
BTN	6 033 023	6 002 948	-0,5%	6 128 235	6 026 760	-1,7%	0,4%	6 022 235	0,3%
IP	52 839	55 976	5,9%	31 349	0	-100,0%	-100,0%	0	-100,0%
Peso do Mercado Livre	5,9%	11,7%		15,9%	29,9%			43,4%	
MAT	72,6%	89,6%		100,0%	99,2%			100,0%	
AT	50,7%	80,2%		100,0%	95,3%			96,5%	
MT	54,8%	72,9%		80,6%	85,5%			90,0%	
BTE	38,6%	59,7%		68,9%	77,6%			82,0%	
BTN	5,5%	11,2%		15,4%	29,5%			43,0%	

Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica no período 2011 a 2014

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)								
	2011 real	2012 real	Δ%	Tarifas 2013	2013 ^E	Δ% 2013 ^E / T2013	Δ% 2013 ^E / 2012 real	Tarifas 2014	Δ% T2014 / 2012 real
Fornecimentos CUR	24 579	19 767	-19,6%	17 231	14 476	-16,0%	-26,8%	10 256	-48,1%
MAT	266	73	-72,7%	0	36	-	-50,7%	0	-100,0%
AT	1 008	192	-81,0%	0	83	-	-56,6%	6	-96,7%
MT	2 594	1 480	-43,0%	648	851	31,4%	-42,5%	545	-63,1%
BTE	1 615	985	-39,0%	606	591	-2,6%	-40,0%	330	-66,5%
BTN	17 551	15 610	-11,1%	15 223	12 914	-15,2%	-17,3%	9 373	-40,0%
IP	1 544	1 428	-7,5%	754	0	-100,0%	-100,0%	0	-100,0%
Fornecimentos ML	21 930	24 887	13,5%	28 168	30 071	6,8%	20,8%	34 277	37,7%
MAT	1 508	1 829	21,2%	1 732	2 071	19,6%	19,9%	2 192	19,9%
AT	5 455	6 296	15,4%	6 308	6 323	0,2%	-	6 388	1,5%
MT	11 711	12 332	5,3%	13 316	12 880	-3,3%	4,4%	13 091	6,1%
BTE	1 907	2 326	22,0%	2 832	2 710	-4,3%	16,5%	2 974	27,8%
BTN	1 349	2 105	56,0%	3 980	6 086	52,9%	189,2%	9 632	357,7%
Fornecimentos CUR + ML	46 508	44 655	-4,0%	45 399	44 547	-1,9%	-0,2%	44 533	-0,3%
MAT	1 775	1 901	7,1%	1 732	2 107	21,6%	10,8%	2 192	15,3%
AT	6 462	6 487	0,4%	6 308	6 406	1,6%	-1,2%	6 395	-1,4%
MT	14 305	13 812	-3,4%	13 964	13 732	-1,7%	-0,6%	13 636	-1,3%
BTE	3 522	3 311	-6,0%	3 438	3 301	-4,0%	-0,3%	3 304	-0,2%
BTN	18 900	17 714	-6,3%	19 203	19 000	-1,1%	7,3%	19 006	7,3%
IP [1]	1 544	1 428	-7,5%	754	0	-100,0%	-100,0%	0	-100,0%
Peso do Mercado Livre (média ano)	47,2%	55,7%		62,0%	67,5%			77,0%	
MAT	85,0%	96,2%		100,0%	98,3%			100,0%	
AT	84,4%	97,0%		100,0%	98,7%			99,9%	
MT	81,9%	89,3%		95,4%	93,8%			96,0%	
BTE	54,1%	70,3%		82,4%	82,1%			90,0%	
BTN	6,6%	11,0%		19,9%	32,0%			50,7%	

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



PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

Em junho de 2013, a REN, a EDP Distribuio e a EDP Servio Universal enviaram as melhores estimativas de consumo e do nmero de consumidores para 2013 e as previses para o ano de 2014.

Na sequência da análise à informação enviada pelas empresas, verifica-se que existem diferenças pouco significativas ao nível do consumo referido à emissão¹. Conjugando a análise da informação das empresas com a evolução dos consumos de energia elétrica nos 11 meses já decorridos de 2013, a ERSE considerou os seguintes pressupostos na definição do balanço de energia elétrica para 2014:

- Consumo referido à emissão de 49 060 GWh para 2013 e 2014, que corresponde a uma estagnação do consumo face ao verificado em 2012.
- Taxa de perdas da rede de transporte de 1,28% em 2013 e de 1,31% em 2014, de acordo com as previsões da REN.
- A estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão de 2013 e 2014 corresponde à estrutura dos fornecimentos por nível de tensão apresentada pela EDP Distribuição para esses anos.
- Adoção em 2013 e 2014 da taxa de perdas nas redes de distribuição² apresentada pela EDP Distribuição para esses anos, respetivamente de 9,13% e 9,14%.
- Adoção em 2013 e 2014 do número total de consumidores por nível de tensão previsto pela EDP Distribuição.
- Estimativa das quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão para 2013 e 2014 em consonância com os dados reais mais recentes de 2013 e tendo em conta a existência de tarifas transitórias reguladas para fornecimentos a clientes finais em AT, MT, BTE e BTN.
- Previsão dos fornecimentos e número de consumidores do CUR e dos comercializadores do mercado livre por nível de tensão nos anos de 2013 e 2014, através da conjugação dos pressupostos acima descritos.

O balanço de energia elétrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas do ano de 2014, é apresentado no Neste contexto, o consumo referido à emissão estimado pela ERSE para o ano de 2013 considera uma estagnação face ao ocorrido no ano de 2012, o qual está levemente abaixo da última previsão da REN, que aponta para um acréscimo de 0,2%. Para 2014, a ERSE assumiu a manutenção do consumo referido à emissão face à sua estimativa para 2013, o que representa uma previsão mais otimista que a do operador da rede de transporte que considera, também na última previsão divulgada, uma queda do consumo de 0,3%. Assim, apesar dos sinais mais recentes

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

² Taxa de perdas nas redes de distribuição = perdas na rede de distribuição / fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT).

apontarem para a retoma da economia portuguesa a partir do 2.º trimestre de 2013 e durante o ano de 2014, os mesmos não foram totalmente incorporados na evolução do consumo referido à emissão que a ERSE prevê para o cálculo tarifário de 2014, por se considerar que o país ainda se encontra numa conjuntura socio-económica desfavorável e que o clima de incerteza permanecerá em 2014. Estes pressupostos levam a que o nível de consumo para 2014 se situe próximo do consumo ocorrido em 2006.

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

Quadro 2-4, no Quadro 2-5 e no Quadro 2-6.

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa apontam para uma queda mais moderada da atividade económica em 2013, face ao ocorrido em 2012, e para um ligeiro aumento em 2014. Regista-se também o desempenho positivo de alguns setores da indústria nacional e da estabilização das exportações num nível elevado, que se prevê possa contribuir para a manutenção ou mesmo acréscimo do consumo de energia elétrica. Por outro lado, constata-se que existem fatores estruturais, nomeadamente as medidas de promoção da eficiência no consumo e a elevada carga fiscal sobre a eletricidade para o consumidor final, que terão tendência a pressionar no sentido de diminuir o consumo.

Neste contexto, o consumo referido à emissão estimado pela ERSE para o ano de 2013 considera uma estagnação face ao ocorrido no ano de 2012, o qual está levemente abaixo da última previsão da REN³, que aponta para um acréscimo de 0,2%. Para 2014, a ERSE assumiu a manutenção do consumo referido à emissão face à sua estimativa para 2013, o que representa uma previsão mais otimista que a do operador da rede de transporte que considera, também na última previsão divulgada, uma queda do consumo de 0,3%. Assim, apesar dos sinais mais recentes apontarem para a retoma da economia portuguesa a partir do 2.º trimestre de 2013 e durante o ano de 2014, os mesmos não foram totalmente incorporados na evolução do consumo referido à emissão que a ERSE prevê para o cálculo tarifário de 2014, por se considerar que o país ainda se encontra numa conjuntura socio-económica desfavorável e que o clima de incerteza permanecerá em 2014. Estes pressupostos levam a que o nível de consumo para 2014 se situe próximo do consumo ocorrido em 2006.

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

³ Documento “Previsão do consumo de energia elétrica – Dezembro 2013”.

Quadro 2-4 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2009 a 2014

	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%	49 060	-2,9%				
Previsões para períodos regulatórios	Período regulatório 2009-2011						Período regulatório 2012-2014					
REN	52 600	4,0%	54 199	3,0%	55 799	3,0%	50 500	-9,5%	51 500	2,0%	52 500	1,9%
EDP Distribuição [1]	52 513	3,8%	53 911	2,7%	55 425	2,8%	50 117	-9,6%	50 275	0,3%	50 821	1,1%
Previsões para Tarifas 2014												
EDP Distribuição - Junho 13 [1]									48 245	-1,7%	47 763	-1,0%
REN - Junho 13									48 270	-1,6%	47 700	-1,2%
REN - previsões mensais - Dezembro 13									49 142	0,2%	48 991	-0,3%
ERSE									49 060	0,0%	49 060	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 2014 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 2011 a 2014

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP D junho 2013		ERSE Tarifas 2014		Diferenças ERSE - EDP D	
	2011	2012	2013	2014	2013	2014	2013	2014
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	49 972	48 559	47 618	47 124	48 422	48 404	805	1 280
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 464 7,74%	3 904 9,13%	3 811 9,13%	3 769 9,14%	3 875 9,13%	3 871 9,14%	64	102
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	46 508	44 655	43 807	43 355	44 547	44 533	740	1 177
(Variação média anual)	-2,8%	-4,0%	-1,9%	-1,0%	-0,2%	0,0%		
BT (Variação média anual)	23 967 -5,3%	22 454 -6,3%	21 931 -2,3%	21 720 -1,0%	22 302 -0,7%	22 310 0,0%	371	590
MT (Variação média anual)	14 305 -1,5%	13 812 -3,4%	13 504 -2,2%	13 276 -1,7%	13 732 -0,6%	13 636 -0,7%	228	360
AT (Variação média anual)	6 462 -0,3%	6 487 0,4%	6 300 -2,9%	6 226 -1,2%	6 406 -1,2%	6 395 -0,2%	106	169
MAT (Variação média anual)	1 775 16,5%	1 901 7,1%	2 072 9,0%	2 134 3,0%	2 107 10,8%	2 192 4,0%	35	58

Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura de 2011 a 2014

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP SU junho 2013		ERSE Tarifas 2014		Diferenças ERSE - EDP SU	
	2011	2012	2013	2014	2013	2014	2013	2014
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do	9 087	3 697	-3 505	-7 027	-4 294	-8 670	-789	-1 643
+ Produção em regime especial	18 333	18 982	21 095	20 380	20 987	20 635	-108	255
- Perdas na rede de Distribuição	2 483	2 615	2 047	1 582	2 005	1 552	-42	-30
(perdas/fornecimentos)	10,21%	13,28%	13,30%	13,54%	13,88%	15,14%		
- Perdas na rede de Transporte	358	297	113	89	213	157	100	68
(perdas/fornecimentos)	1,5%	1,5%	0,7%	0,8%	1,5%	1,5%		
Total das aquisições	27 420	22 679	17 590	13 353	16 693	11 965	-896	-1 388

2.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em junho de 2013, a Eletricidade dos Açores (EDA) enviou a estimativa do balanço de energia elétrica para 2013 e a previsão para 2014. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê um decréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2013 da ordem de 2% e um novo decréscimo em 2014, embora de menor amplitude (-0,5%). Estas previsões acentuam a forte queda do consumo verificada desde 2011 e continuam a refletir o agravamento das condições económicas e sociais do país, que se estendem à Região Autónoma dos Açores.

A previsão da taxa de perdas na rede é de 6,9%, para 2013 e 2014.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2011 e 2012, a estimativa para 2013 e a previsão para 2014 da EDA, que foram aceites integralmente pela ERSE para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2014.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA (junho 2013) Valores adoptados pela ERSE	
	2011	2012	2013	Tarifas 2014 ^[2]
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	822 278	786 039	770 711	766 713
(Variação média anual)	-1,1%	-4,4%	-1,9%	-0,5%
- Perdas nas redes	51 521	54 701	49 720	49 473
(perdas/fornecimentos)	6,7%	7,5%	6,9%	6,9%
- Consumos Próprios ^[1]	1 517	1 448	1 144	1 142
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	769 240	729 889	719 847	716 098
(Variação média anual)	-1,0%	-5,1%	-1,4%	-0,5%
BT	483 199	453 816	446 560	444 345
(Variação média anual)	-1,2%	-6,1%	-1,6%	-0,5%
MT	286 041	276 074	273 287	271 753
(Variação média anual)	-0,6%	-3,5%	-1,0%	-0,6%

Notas:

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EDA para 2013.

2.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Em junho de 2013, a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou os valores reais do balanço de energia elétrica para 2012, estimativas para 2013 e previsões para 2014. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EEM prevê um decréscimo do consumo de energia elétrica na Madeira em 2013 superior a 3%, acentuando a tendência de queda do consumo que se verifica desde

2010 nesta Região Autónoma. Esta previsão resulta da desaceleração da economia da região, fortemente afetada pela conjuntura económica desfavorável a nível nacional e internacional, que se manteve em 2013. Para 2014, as previsões da EEM apontam para uma ligeira retoma, com um crescimento do consumo de eletricidade de cerca de 0,5%.

A taxa de perdas na rede mantém-se nos 9,3%, valor que se verifica desde 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 2014.

Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM (junho 2013) Valores adoptados pela ERSE	
	2011	2012	2013	Tarifas 2014 ^[2]
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	922 663	890 797	860 267	864 558
(Variação média anual)	-2,4%	-3,5%	-3,4%	0,5%
- Perdas nas redes	78 644	75 528	72 804	73 025
(perdas/fornecimentos)	9,3%	9,3%	9,3%	9,2%
- Consumos Próprios ^[1]	934	962	962	962
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	843 085	814 307	786 501	790 571
(Variação média anual)	-2,4%	-3,4%	-3,4%	0,5%
BT	664 976	626 229	593 675	596 747
(Variação média anual)	-2,3%	-5,8%	-5,2%	0,5%
MT	178 109	188 078	192 826	193 824
(Variação média anual)	-2,4%	5,6%	2,5%	0,5%

Notas:

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EEM para 2013.

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 2012 (2012R) e previstos nas tarifas para 2013 (2013T) e nas tarifas para 2014 (2014T), 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

2012 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	73	0,4%	1 829	7,3%	0	0,0%	0	0,0%	1 901	4,1%	7	0,0%	60	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	67	0,0%
AT	192	1,0%	6 296	25,3%	0	0,0%	0	0,0%	6 487	14,0%	54	0,0%	219	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	273	0,0%
MT	1 480	7,5%	12 332	49,6%	276	37,8%	188	23,1%	14 276	30,9%	6 370	0,1%	17 150	2,4%	730	0,6%	248	0,2%	24 498	0,4%
BT	18 023	91,2%	4 431	17,8%	454	62,2%	626	76,9%	23 534	50,9%	5 395 182	99,9%	697 402	97,6%	120 547	99,4%	136 983	99,8%	6 350 113	99,6%
BTE	985	5,0%	2 326	9,3%	38	5,3%	141	17,3%	3 491	7,6%	13 567	0,3%	20 093	2,8%	377	0,3%	939	0,7%	34 976	0,5%
BTN > 20.7 kVA	1 953	9,9%	125	0,5%	52	7,2%	75	9,2%	2 205	4,8%	62 167	1,2%	5 015	0,7%	1 678	1,4%	2 497	1,8%	71 356	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA	13 468	68,1%	1 978	7,9%	326	44,7%	328	40,3%	16 101	34,9%	4 840 764	89,6%	668 836	93,6%	110 394	91,0%	129 333	94,2%	5 749 327	90,2%
BTN <= 2.3 kVA	188	1,0%	2	0,0%	4	0,5%	3	0,4%	197	0,4%	422 708	7,8%	3 459	0,5%	6 238	5,1%	2 466	1,8%	434 871	6,8%
IP	1 428	7,2%	0	0,0%	33	4,5%	79	9,7%	1 540	3,3%	55 976	1,0%	0	0,0%	1 860	1,5%	1 748	1,3%	59 584	0,9%
TOTAL	19 767	100,0%	24 887	100,0%	730	100,0%	814	100,0%	46 199	100,0%	5 401 613	100,0%	714 831	100,0%	121 277	100,0%	137 230	100,0%	6 374 952	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 e >2,3 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%	456 538	7,0%
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%

2014T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2 192	6,4%	0	0,0%	0	0,0%	2 192	4,8%	0	0,0%	69	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	69	0,0%
AT	6	0,1%	6 388	18,6%	0	0,0%	0	0,0%	6 395	13,9%	10	0,0%	273	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	283	0,0%
MT	545	5,3%	13 091	38,2%	272	37,9%	194	24,5%	14 102	30,6%	2 358	0,1%	21 218	0,8%	791	0,7%	299	0,2%	24 665	0,4%
BT	9 704	94,6%	12 606	36,8%	444	62,1%	597	75,5%	23 351	50,7%	3 438 510	99,9%	2 617 275	99,2%	120 479	99,3%	136 683	99,8%	6 312 947	99,6%
BTE	330	3,2%	2 974	8,7%	46	6,5%	161	20,4%	3 511	7,6%	6 039	0,2%	27 511	1,0%	790	0,7%	1 201	0,9%	35 540	0,6%
BTN > 20.7 kVA	902	8,8%	1 327	3,9%	41	5,7%	70	8,8%	2 340	5,1%	28 327	0,8%	39 071	1,5%	1 482	1,2%	2 382	1,7%	71 262	1,1%
BTN <= 20.7 kVA	8 327	81,2%	8 245	24,1%	353	49,4%	364	46,0%	17 290	37,6%	3 100 252	90,1%	2 427 050	92,0%	111 987	92,3%	130 638	95,4%	5 769 927	91,0%
BTN <= 2.3 kVA	144	1,4%	60	0,2%	4	0,5%	2	0,2%	209	0,5%	303 892	8,8%	123 644	4,7%	6 220	5,1%	2 463	1,8%	436 218	6,9%
TOTAL	10 256	100,0%	34 277	100,0%	716	100,0%	791	100,0%	46 039	100,0%	3 440 877	100,0%	2 638 834	100,0%	121 270	100,0%	136 982	100,0%	6 337 964	100,0%

3 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

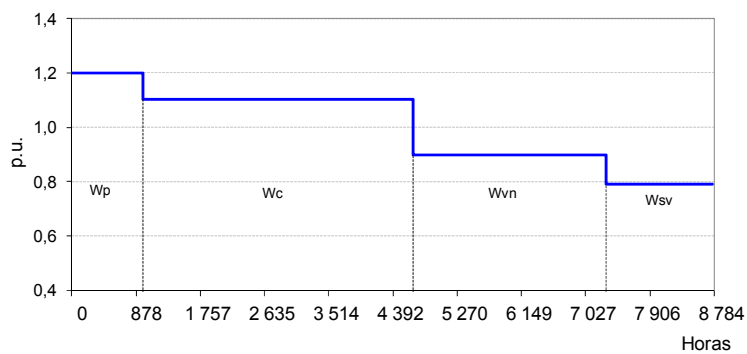
O Quadro 3-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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	6 456 642
	Horas cheias	22 475 235
	Horas de vazio normal	13 080 265
	Horas de super vazio	6 391 825

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 2014



	UGS
Potência média anual [MW]	5 526

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	131 718
	Contratada	796 758
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	76 810
	Horas cheias	463 442
	Horas de vazío normal	361 583
	Horas de super vazío	215 378
Períodos II, III	Horas de ponta	49 292
	Horas cheias	482 072
	Horas de vazío normal	344 598
	Horas de super vazío	198 937
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	49 954 022
	Capacitiva	54 601 644

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	6 399 368
	Contratada	8 464 421
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 039 328
	Horas cheias	10 632 933
	Horas de vazío normal	6 368 879
	Horas de super vazío	3 063 873
Períodos II, III	Horas de ponta	2 291 213
	Horas cheias	10 896 788
	Horas de vazío normal	6 005 206
	Horas de super vazío	2 913 636
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	125 302 095
	Capacitiva	37 456 354

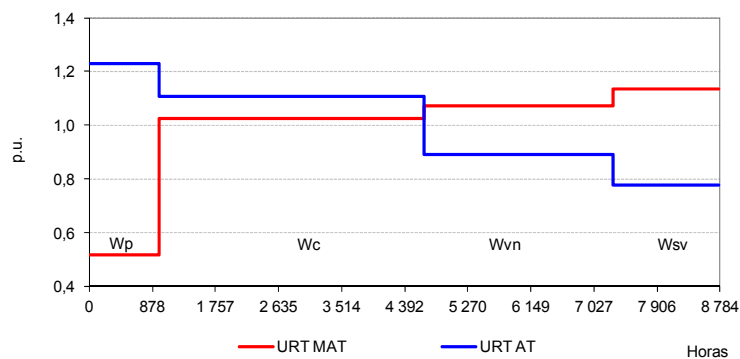
O quadro seguinte apresenta ainda as quantidades consideradas no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores.

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	30 381 174
	Horas de vazio	18 753 399

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 2014

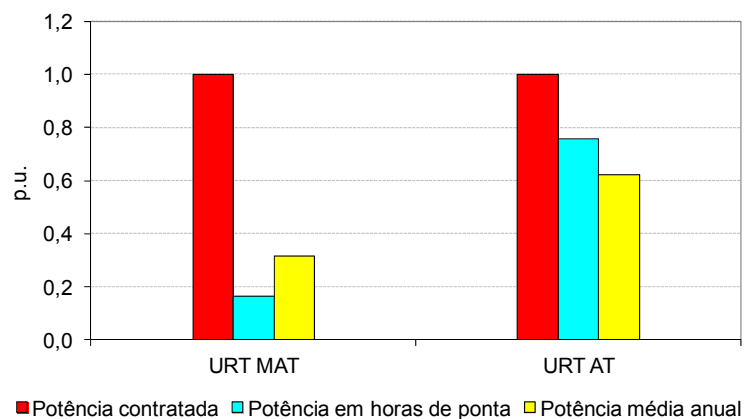


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	250	5 275

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]	797	8 464

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 2014 em Portugal continental. Estas quantidades incluem as entregas do comercializador de último recurso e dos comercializadores no mercado a clientes em Portugal continental.

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

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2 192	4,9%	69	0,0%
AT	6 395	14,4%	283	0,0%
MT	13 636	30,6%	23 575	0,4%
BT	22 310	50,1%	6 055 785	99,6%
BTE	3 304	14,8%	33 550	0,6%
BTN	19 006	85,2%	6 022 235	99,4%
Total	44 533	100,0%	6 079 711	100,0%

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 que relacione a potência média em horas de ponta dos fornecimentos na rede de jusante, com a potência máxima de 15 minutos (potência contratada) induzida por esses fornecimentos nos troços periféricos da rede de montante. O mesmo é dizer que as quantidades de potência contratada às quais se aplica a tarifa de uso de redes, relativamente às potências em horas de ponta nas redes de jusante, são afetadas pelos referidos coeficientes.

O Regulamento Tarifário define três coeficientes para converter, respetivamente, (i) a tarifa de URT na sua aplicação em AT, MT e BT (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_{BT}).

Os valores dos coeficientes potência contratada / potência em horas de ponta fixados para 2014 são iguais entre si, de acordo com o quadro seguinte. Mantêm-se em 2014 os parâmetros fixados em 2012 e em 2013.

Quadro 4-2 - Coeficientes Potência contratada / Potência em horas de ponta de uso de redes para 2014

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

4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

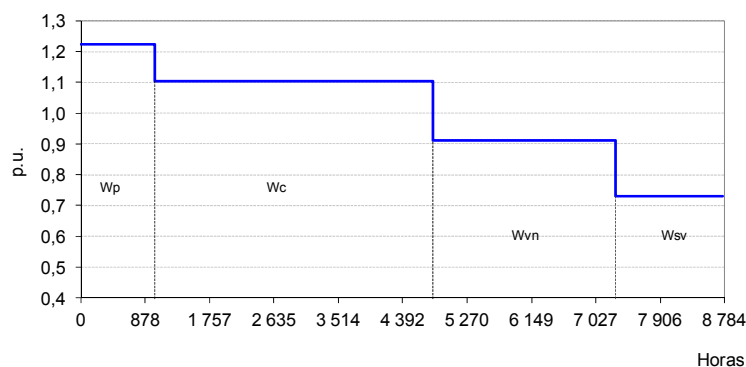
O Quadro 4-3 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia estão no referencial de entrega a clientes finais.

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

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência contratada (kW)		
MAT		796 758
AT		1 430 920
MT		5 732 640
BTE		1 930 720
BTN >		2 327 560
BTN <		34 345 290
Energia ativa (MWh)		
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 103 169
	Horas cheias	21 131 584
	Horas de vazio normal	11 672 072
	Horas de super vazio	5 625 798
MAT		2 192 111
AT		6 394 680
MT		13 636 063
BTE		3 303 891
BTN >		2 229 477
BTN <		16 776 402

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 2014



	UGS
Potência média anual [MW]	5 526

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	131 718
	Contratada	796 758
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	76 810
	Horas cheias	463 442
	Horas de vazio normal	361 583
	Horas de super vazio	215 378
Períodos II, III	Horas de ponta	49 292
	Horas cheias	482 072
	Horas de vazio normal	344 598
	Horas de super vazio	198 937
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	49 954 022
	Capacitiva	54 601 644

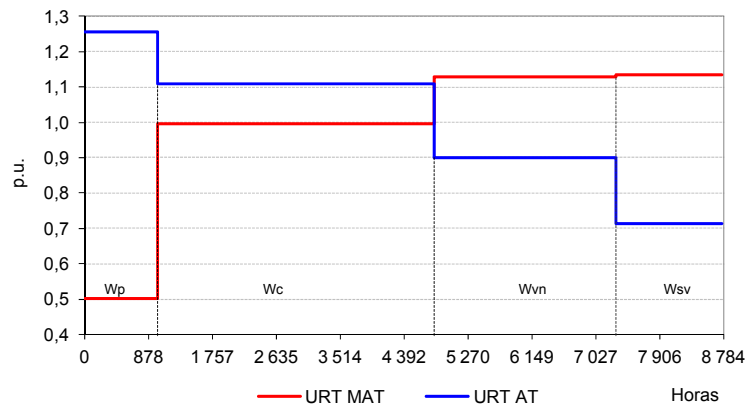
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de 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	6 569 923
	Contratada	8 170 121
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 217 516
	Horas cheias	11 096 424
	Horas de vazio normal	6 068 962
	Horas de super vazio	2 800 893
Períodos II, III	Horas de ponta	2 446 972
	Horas cheias	11 102 823
	Horas de vazio normal	5 800 379
	Horas de super vazio	2 688 811
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 2014

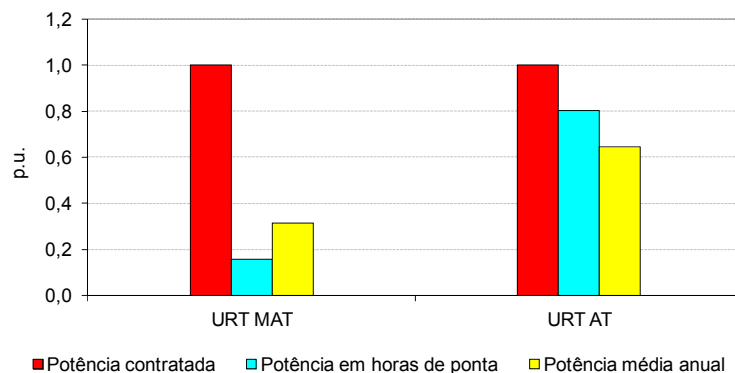


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	250	5 277

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]	797	8 170

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

4.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 4-6, o Quadro 4-7 e o Quadro 4-8 apresentam as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são calculadas ajustando as entregas do nível de tensão da rede e dos níveis de tensão inferiores até à

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2014

Procura considerada nas tarifas dos Operadores das Redes de Distribuição

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	6 465 187
	Contratada	8 576 211
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 150 282
	Horas cheias	10 936 748
	Horas de vazio normal	5 996 406
	Horas de super vazio	2 772 887
Períodos II, III	Horas de ponta	2 407 963
	Horas cheias	10 943 055
	Horas de vazio normal	5 731 034
	Horas de super vazio	2 661 926
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	146 726 701
	Capacitiva	37 156 751

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

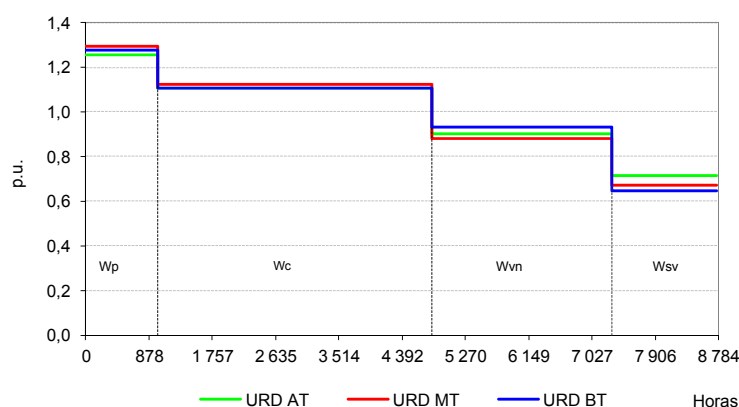
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	5 486 837
	Contratada	9 998 909
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 562 409
	Horas cheias	9 274 773
	Horas de vazio normal	4 906 566
	Horas de super vazio	2 180 670
Períodos II, III	Horas de ponta	2 041 936
	Horas cheias	9 126 577
	Horas de vazio normal	4 592 499
	Horas de super vazio	2 059 210
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	786 840 450
	Capacitiva	140 782 319

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	3 127 898
	Contratada	38 603 571
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 178 234
	Horas cheias	5 572 221
	Horas de vazio normal	3 163 265
	Horas de super vazio	1 273 485
Períodos II, III	Horas de ponta	1 092 960
	Horas cheias	5 130 619
	Horas de vazio normal	2 766 745
	Horas de super vazio	1 132 241
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	382 302 257
	Capacitiva	30 749 681

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 2014

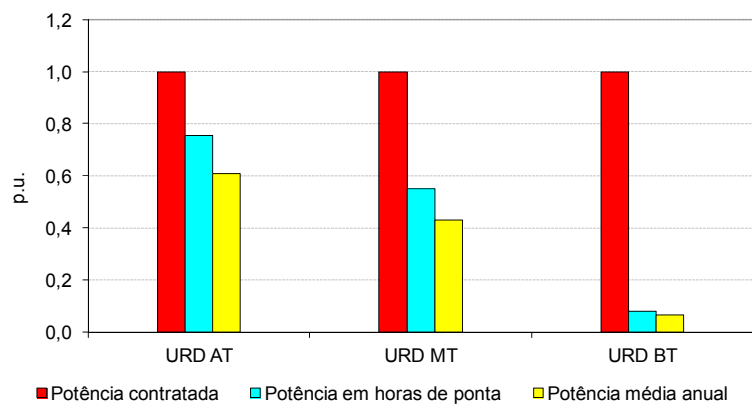


	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual [MW]	5 206	4 309	2 547

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]	8 576	9 999	38 604

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

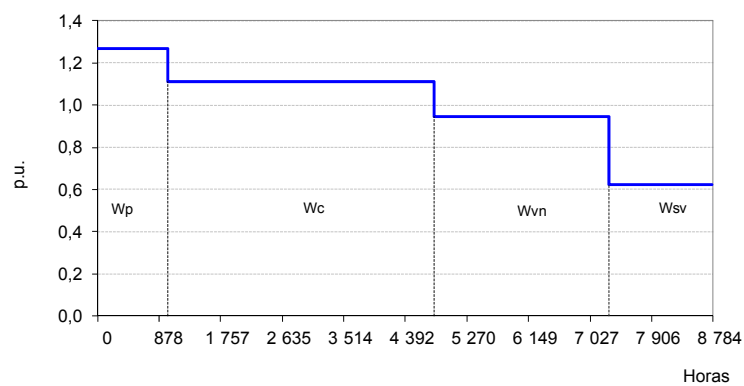
No Quadro 5-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa Transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até 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	1 159 652
	Horas cheias	2 927 914
	Horas de vazio normal	1 686 041
	Horas de super vazio	646 572
Períodos II, III	Horas de ponta	531 562
	Horas cheias	2 655 812
	Horas de vazio normal	1 447 506
	Horas de super vazio	564 223

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]	1 326

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 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 AT, MT, BTE e BTN

COMERCIALIZAÇÃO EM AT E MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	2 367
Energia ativa	(MWh)	551 837
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	6 039
Energia ativa	(MWh)	330 389
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	3 432 471
Energia ativa	(MWh)	9 373 472

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 AT, MT, BTE e BTN do comercializador de último recurso apresentam-se no Quadro 6-1 ao Quadro 6-9. No Quadro 6-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 6-3 ao Quadro 6-9 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 2012, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2014 e nas quotas de mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	0	0,0%	0	0,0%
AT	6	0,1%	10	0,0%
MT	545	5,3%	2 358	0,1%
BT	9 704	94,6%	3 438 510	99,9%
BTE	330	3,4%	6 039	0,2%
BTN	9 373	96,6%	3 432 471	99,8%
Total	10 256	100,0%	3 440 877	100,0%

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 AT

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		10	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	679	
	Contratada	858	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	32	
	Contratada	307	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	9	
	Contratada	266	
Energia ativa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	389
		Horas cheias	1 168
		Horas de vazio normal	811
		Horas de super vazio	417
	Períodos II, III	Horas de ponta	253
		Horas cheias	1 295
		Horas de vazio normal	856
		Horas de super vazio	437
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	23
		Horas cheias	91
		Horas de vazio normal	97
		Horas de super vazio	106
	Períodos II, III	Horas de ponta	12
		Horas cheias	130
		Horas de vazio normal	115
		Horas de super vazio	102
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	7
		Horas cheias	18
		Horas de vazio normal	17
		Horas de super vazio	11
	Períodos II, III	Horas de ponta	5
		Horas cheias	12
		Horas de vazio normal	13
		Horas de super vazio	9
Energia reativa (kvarh)			
	Indutiva	146 727	
	Capacitiva	37 157	

Quadro 6-3 - 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)		2 358	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	46 831	
	Contratada	91 730	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	34 002	
	Contratada	121 979	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	1 414	
	Contratada	15 597	
Energia ativa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	26 304
		Horas cheias	73 076
		Horas de vazio normal	36 069
		Horas de super vazio	20 269
	Períodos II, III	Horas de ponta	18 434
		Horas cheias	80 999
		Horas de vazio normal	37 426
		Horas de super vazio	20 055
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	19 814
		Horas cheias	53 461
		Horas de vazio normal	22 842
		Horas de super vazio	12 897
	Períodos II, III	Horas de ponta	14 681
		Horas cheias	58 516
		Horas de vazio normal	25 727
		Horas de super vazio	13 996
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	814
		Horas cheias	2 197
		Horas de vazio normal	1 382
		Horas de super vazio	799
	Períodos II, III	Horas de ponta	611
		Horas cheias	2 489
		Horas de vazio normal	1 621
		Horas de super vazio	962
Energia reativa (kvarh)			
Indutiva		31 473 618	
Capacitiva		5 631 293	

Quadro 6-4 - 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)		6 039
Potência (kW)		
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	18 496
	Contratada	61 362
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	27 409
	Contratada	131 710
Energia ativa (MWh)		
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	23 407
	Horas cheias	67 676
	Horas vazio normal	26 733
	Horas de super vazio	14 164
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	35 494
	Horas cheias	100 633
	Horas vazio normal	40 605
	Horas de super vazio	21 678
Energia reativa (kvarh)		
Indutiva		38 230 226
Capacitiva		3 074 968

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)

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa de longas utilizações	27,6	147
	34,5	147
	41,4	210
Tarifa de médias utilizações	27,6	9 466
	34,5	8 509
	41,4	9 537
Energia ativa		(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	5 941
	Horas cheias	18 573
	Horas vazio	13 437
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	159 757
	Horas cheias	428 038
	Horas vazio	269 839

Quadro 6-6 - 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)
Tarifa tri-horária	27,6	108
	34,5	85
	41,4	117
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	879
	Horas cheias	2 866
	Horas de vazio	3 084

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2014

Procura considerada nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

Quadro 6-7 - 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	1 411 823
	4,6	85 470
	5,75	40 775
	6,9	628 372
	10,35	165 333
	13,8	60 376
	17,25	18 508
	20,7	69 988
Tarifa bi-horária	3,45	108 828
	4,6	39 044
	5,75	21 596
	6,9	228 456
	10,35	59 996
	13,8	30 389
Tarifa tri-horária	17,25	10 516
	20,7	34 283
	3,45	9 997
	4,6	3 567
	5,75	1 771
	6,9	11 331
	10,35	2 777
13,8	1 507	
17,25	671	
20,7	2 980	
Energia ativa		MWh
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		3 940 830
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		1 604 871
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	773 065
	Horas de vazio	539 560
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	761 238
	Horas de vazio	494 356
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	12 399
	Horas de cheias	33 199
	Horas de vazio	28 926
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	16 154
	Horas de cheias	44 983
	Horas de vazio	30 951

Quadro 6-8 - 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	279 578
	2,3	24 314
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		143 656

Quadro 6-9 - 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	15 321
	4,6	180
	5,75	56
	6,9	18 287
	10,35	8 946
	13,8	1 850
	17,25	376
	20,7	1 588
Tarifa bi-horária	3,45	63
	4,6	8
	5,75	5
	6,9	457
	10,35	852
	13,8	396
Tarifa tri-horária	17,25	133
	20,7	639
	3,45	69
	4,6	3
	5,75	0
	6,9	1 103
	10,35	1 080
	13,8	386
17,25	16	
20,7	82	
Energia ativa	(MWh)	
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		11 799
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		18 095
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	498
	Horas de vazio	470
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	5 136
	Horas de vazio	5 396
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	300
	Horas de cheias	680
	Horas de vazio	508
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	651
	Horas de cheias	1 748
	Horas de vazio	1 590

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

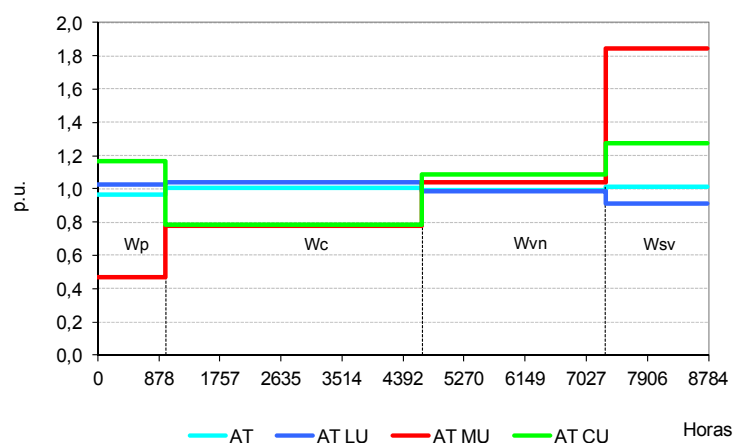
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

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 ALTA TENSÃO

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

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

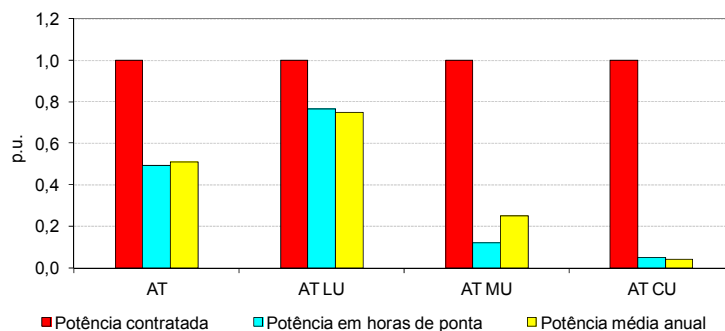


	AT	AT LU	AT MU	AT CU
Potência média anual [MW]	0,7	0,6	0,1	0,0
Potência média anual por cliente [kW]	74	526	27	2

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

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



	AT	AT LU	AT MU	AT CU
Potência contratada [kW/mês]	1 431	858	307	266
Potência contratada por cliente [kW/mês]	145	703	108	46

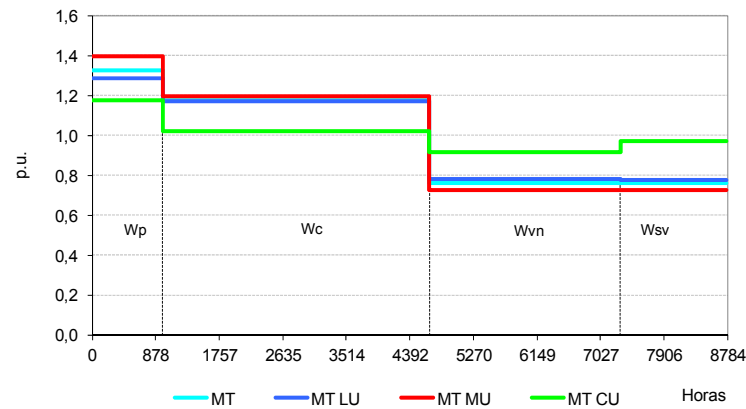
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada em cada opção tarifária

Verifica-se, na Figura 6-2, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registrando-se, na opção de longas utilizações o valor mais elevado de utilização da potência contratada da tarifa de AT (6 557 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 2 205 e 350 horas, respetivamente.

6.2.2 MÉDIA TENSÃO

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

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

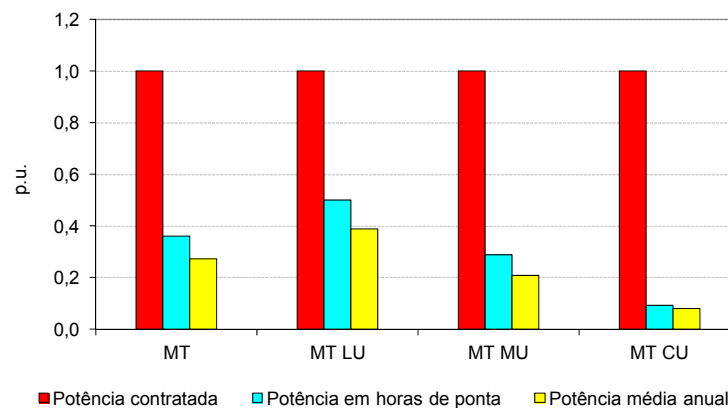


	MT	MT LU	MT MU	MT CU
Potência média anual [MW]	62	36	25	1
Potência média anual por cliente [kW]	26	66	16	5

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

Relativamente à Figura 6-4 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 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT



	MT	MT LU	MT MU	MT CU
Potência contratada [kW/mês]	229 306	91 730	121 979	15 597
Potência contratada por cliente [kW/mês]	97	169	77	65

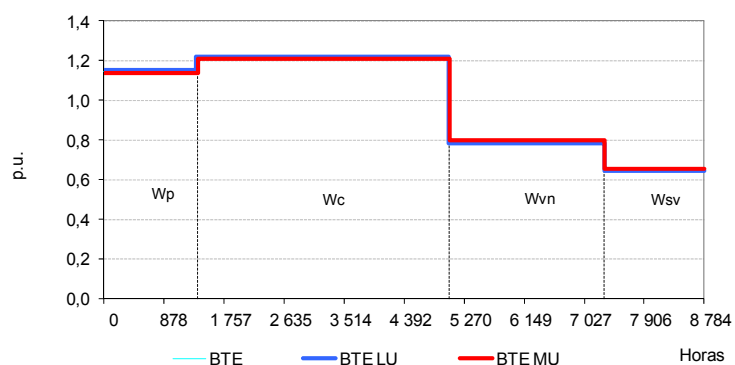
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada em cada opção tarifária

Verifica-se, na Figura 6-4, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registando-se, na opção de longas utilizações o valor mais elevado de utilização da potência contratada da tarifa de MT (3 408 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 1 819 e 697 horas, respetivamente.

6.2.3 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 6-5 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 6-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária

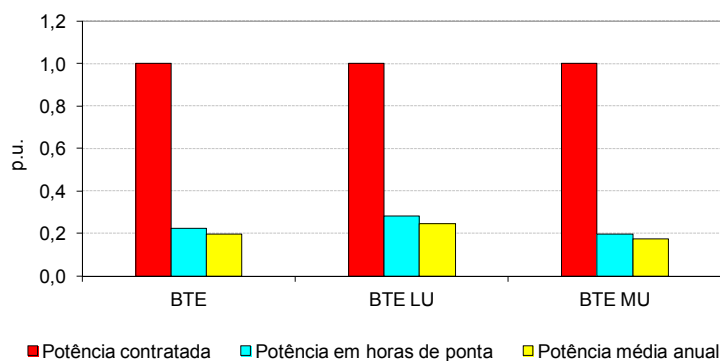


	BTE	BTE LU	BTE MU
Potência média anual [MW]	38	15	23
Potência média anual por cliente [kW]	6	9	5

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

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



	BTE	BTE LU	BTE MU
Potência contratada [kW/mês]	193 072	61 362	131 710
Potência contratada por cliente [kW/mês]	32	38	30

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

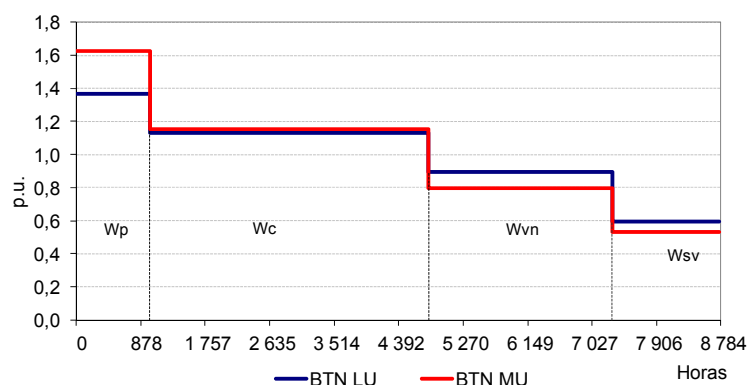
Na BTE as opções tarifárias de longas e de médias utilizações apresentam utilizações da potência contratada de, respetivamente, 2 150 e 1 506 horas.

6.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

Na Figura 6-7 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 6-7 - 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]	4	98
Potência média anual por cliente [kW]	9	4

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

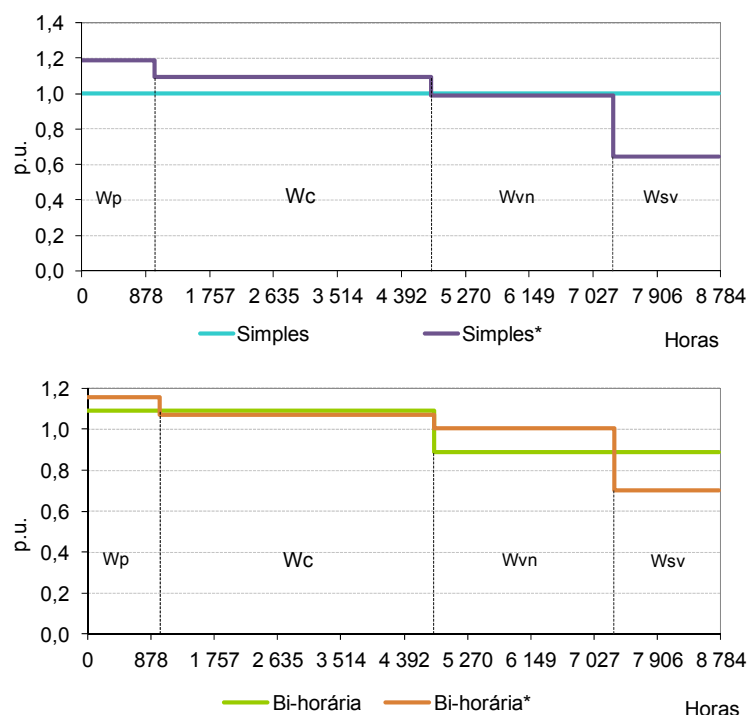
Os diagramas de carga das duas opções tarifárias de BTN com potência contratada maior que 20,7 kVA foram construídos com base no balanço de energia previsto para 2014.

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

Na Figura 6-8 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 6-8 - 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]	633	293
Potência média anual por cliente [kW]	0,26	0,55

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

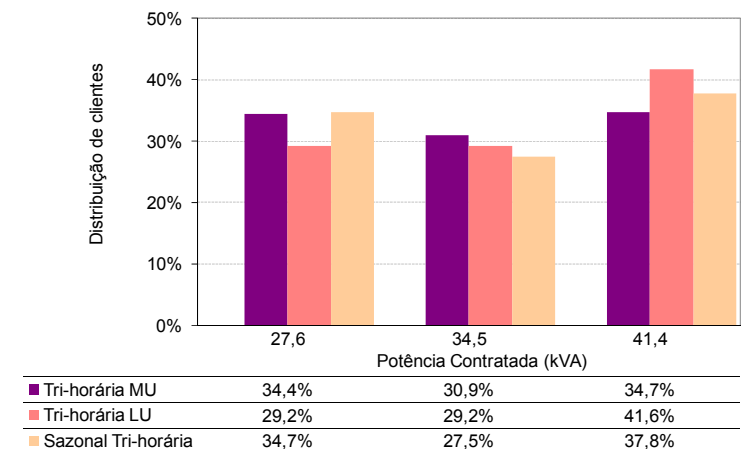
Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.4 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 10.5 para a opção tarifária simples.

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

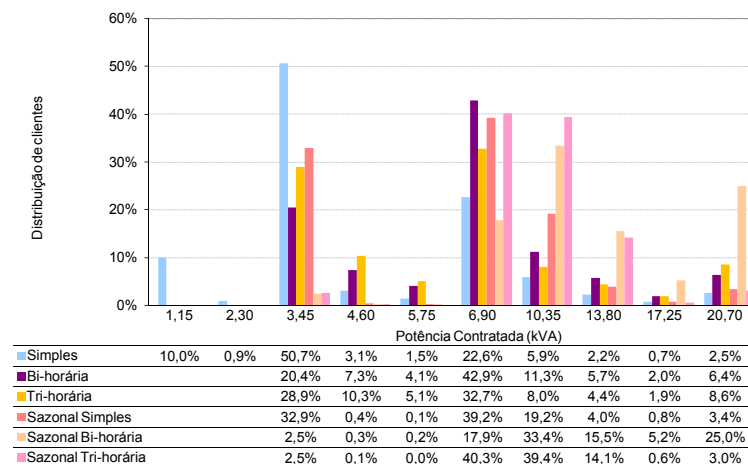
Figura 6-9 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	Tri-horária MU	Tri-horária LU	Sazonal Tri-horária
	27 512	504	310

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

Figura 6-10 - 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
	2 784 538	533 108	34 601	46 604	2 553	2 740

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

Figura 6-11 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)

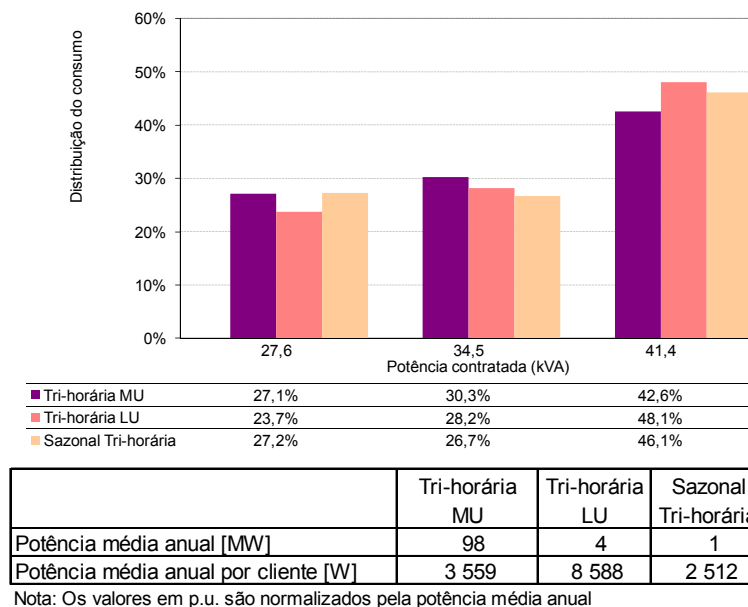
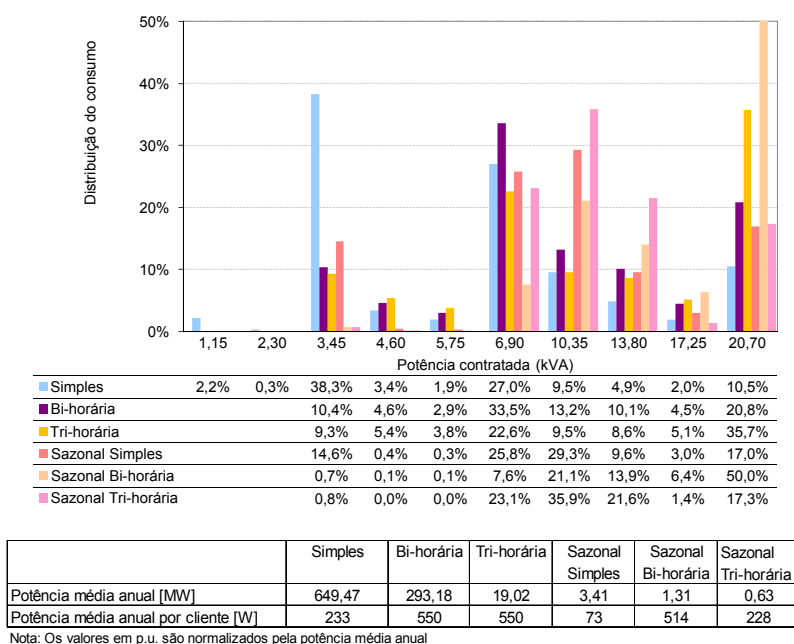


Figura 6-12 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)



Na Figura 6-13 e na Figura 6-14 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

Figura 6-13 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN > 20,7 kVA)

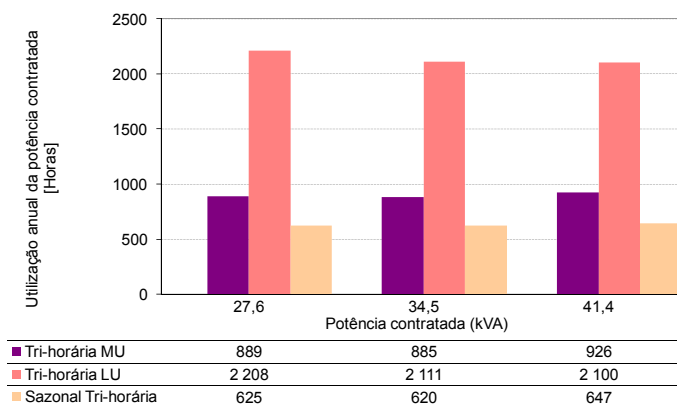
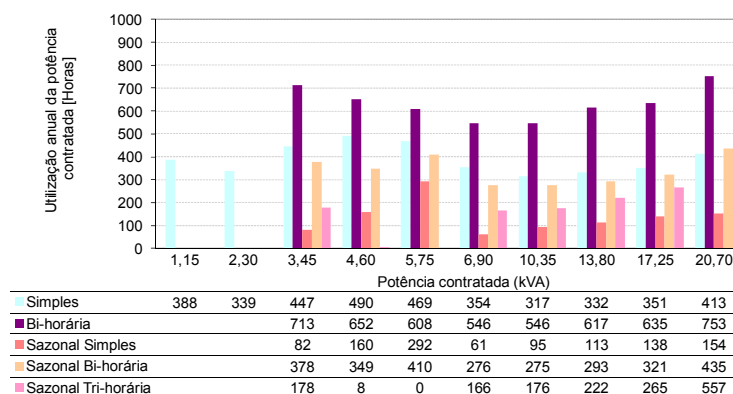


Figura 6-14 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN ≤ 20,7 kVA)



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 2012, bem como os consumos do balanço de energia elétrica projetados para 2014.

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

Quadro 7-1 - Resumo das quantidades previstas para os clientes no mercado liberalizado

Clientes no Mercado Liberalizado	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2 192	6,4%	69	0,0%
AT	6 388	18,6%	273	0,0%
MT	13 091	38,2%	21 218	0,8%
BT	12 606	36,8%	2 617 275	99,2%
BTE	2 974	23,6%	27 511	1,1%
BTN	9 632	76,4%	2 589 765	98,9%
Total	34 277	100,0%	2 638 834	100,0%

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)		69
Potência (kW)		
	Horas de ponta	131 718
	Contratada	796 758
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	76 810
	Horas cheias	463 442
	Horas de vazio normal	361 583
	Horas de super vazio	215 378
Períodos II, III	Horas de ponta	49 292
	Horas cheias	482 072
	Horas de vazio normal	344 598
	Horas de super vazio	198 937
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	49 954 022
	Capacitiva	54 601 644

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)		273
Potência (kW)		
	Horas de ponta	718 652
	Contratada	1 429 490
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	419 308
	Horas cheias	1 275 795
	Horas de vazio normal	924 054
	Horas de super vazio	533 241
Períodos II, III	Horas de ponta	269 377
	Horas cheias	1 436 287
	Horas de vazio normal	983 242
	Horas de super vazio	546 981
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	146 579 974
	Capacitiva	37 119 595

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)		21 218
Potência (kW)		
	Horas de ponta	1 973 912
	Contratada	5 503 334
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 126 389
	Horas cheias	3 089 593
	Horas de vazio normal	1 447 029
	Horas de super vazio	815 149
Períodos II, III	Horas de ponta	809 451
	Horas cheias	3 408 103
	Horas de vazio normal	1 554 581
	Horas de super vazio	840 326
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	755 366 832
	Capacitiva	135 151 027

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)		27 511
Potência (kW)		
	Horas de ponta	413 146
	Contratada	1 737 648
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	530 103
	Horas cheias	1 514 773
	Horas de vazio normal	606 043
	Horas de super vazio	322 583
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	344 072 031
	Capacitiva	27 674 713

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)		
Tarifa tri-horária	27,6	13 408
	34,5	12 057
	41,4	13 605
Energia ativa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	244 963
	Horas cheias	660 986
	Horas de vazio	421 112

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	3,45	1 130 868
	4,6	67 870
	5,75	32 354
	6,9	512 412
	10,35	138 099
	13,8	49 308
	17,25	14 964
Tarifa bi-horária	20,7	56 717
	3,45	86 285
	4,6	30 945
	5,75	17 117
	6,9	181 391
	10,35	48 216
	13,8	24 394
Tarifa tri-horária	17,25	8 438
	20,7	27 672
	3,45	0
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	0
	10,35	0
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		5 637 053
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 556 912
	Horas de vazio	1 051 243
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0
	Horas cheias	0
	Horas de vazio	0

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	113 751
	2,3	9 893
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		60 137

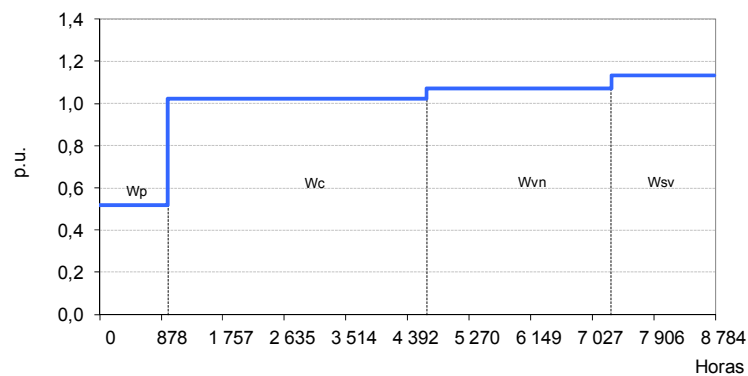
7.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO DOS CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

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.

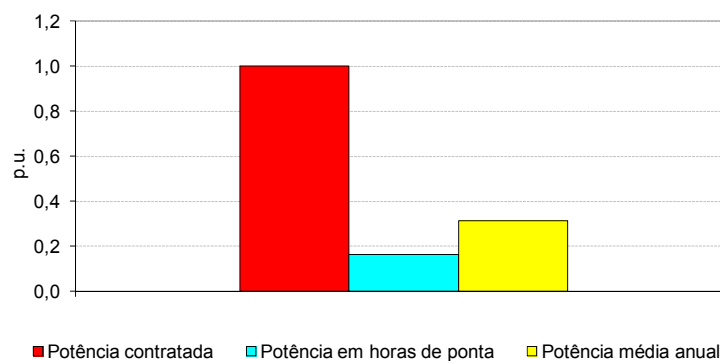
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário



	MAT
Potência média anual [MW]	250
Potência média anual por cliente [kW]	3 627

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



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

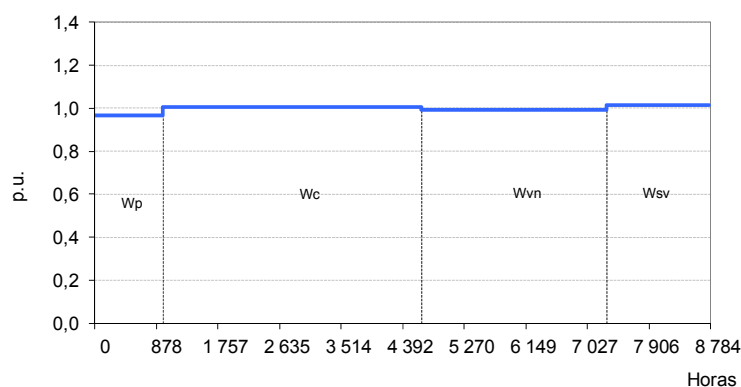
	MAT
Potência contratada [kW/mês]	796 758
Potência contratada por cliente [kW/mês]	11 547

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.

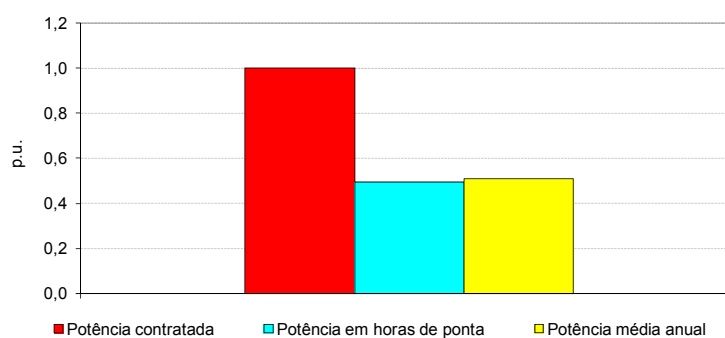
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário



	AT
Potência média anual [MW]	729
Potência média anual por cliente [kW]	2 675

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



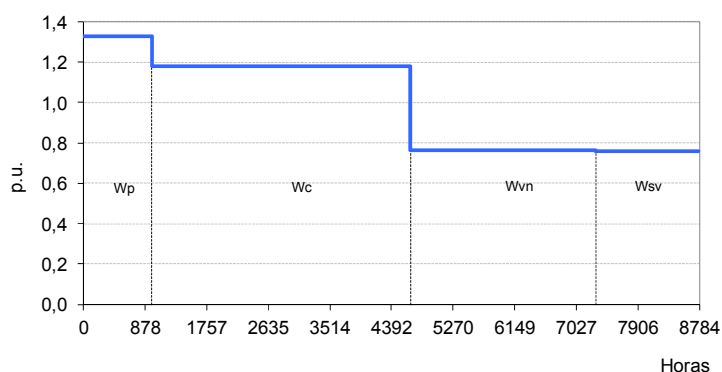
	AT
Potência contratada [kW/mês]	1 429 490
Potência contratada por cliente [kW/mês]	5 244

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.

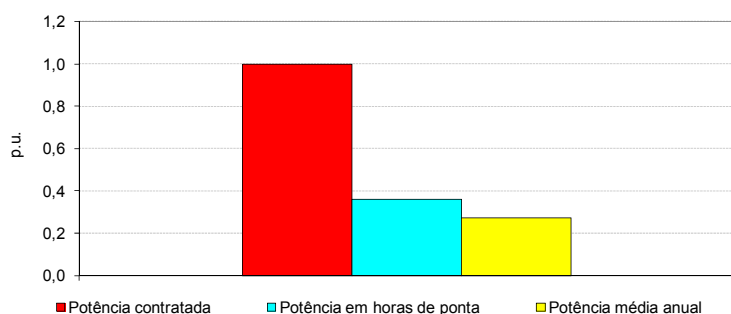
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário



	MT
Potência média anual [MW]	1 494
Potência média anual por cliente [kW]	70

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



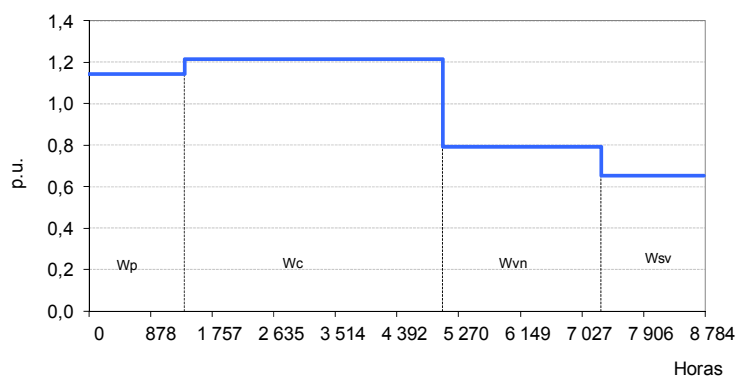
	MT
Potência contratada [kW/mês]	5 503 334
Potência contratada por cliente [kW/mês]	259

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.

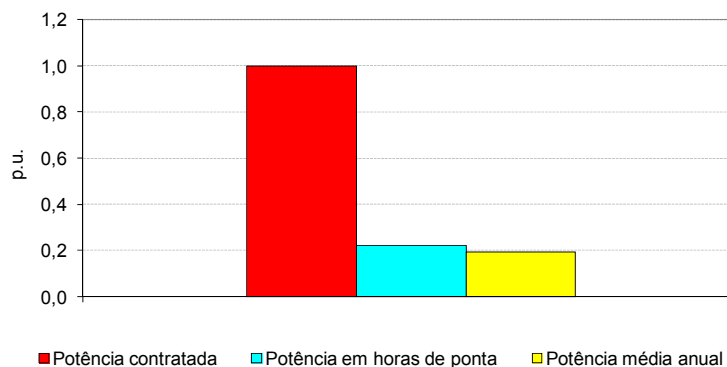
Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário



	BTE
Potência média anual [MW]	339
Potência média anual por cliente [kW]	12

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

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



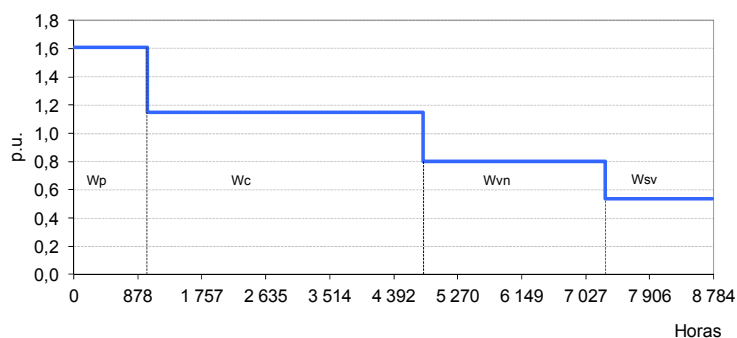
	BTE
Potência contratada [kW/mês]	1 737 648
Potência contratada por cliente [kW/mês]	63

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

7.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

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

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

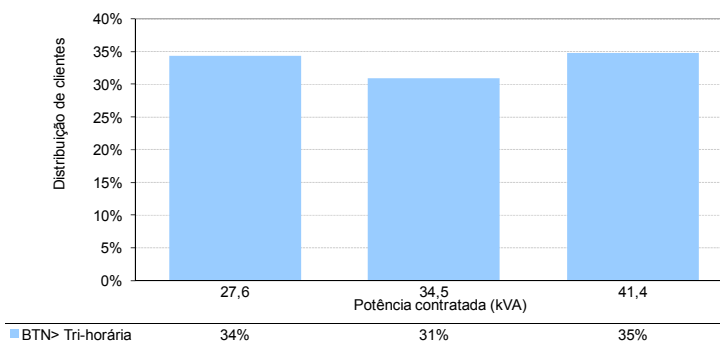


	BTN> Tri-horária
Potência média anual [MW]	151
Potência média anual por cliente [kW]	3,88
Consumo médio anual por cliente [kWh]	33 966

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

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

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

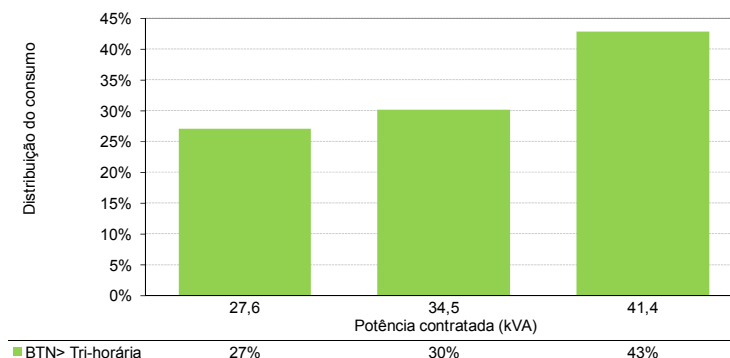


Número de clientes por opção tarifária	BTN> Tri-horária
	39 071

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

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

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

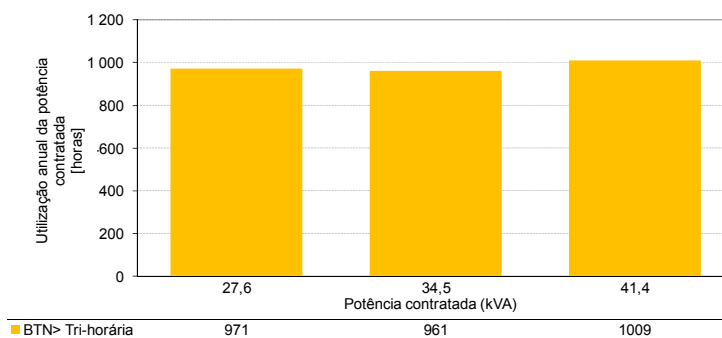


	BTN> Tri-horária
Potência média anual [MW]	151
Potência média anual por cliente [W]	3 877

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

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

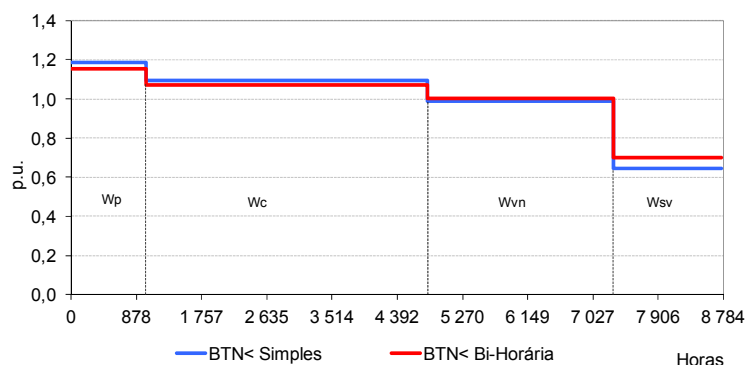
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado ($BTN > 20,7$ kVA)



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

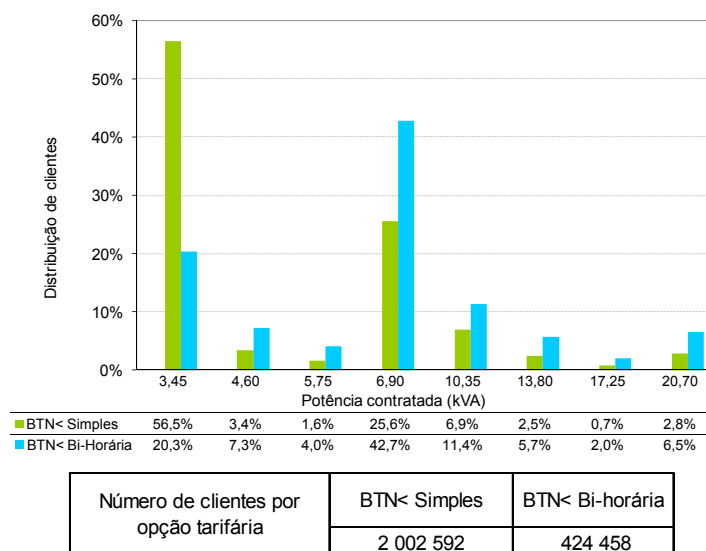


Potência de base	BTN< Simples	BTN< Bi-Horária
Potência média anual [MW]	643	298
Potência média anual por cliente [kW]	0,32	0,70
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 815	6 145

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

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

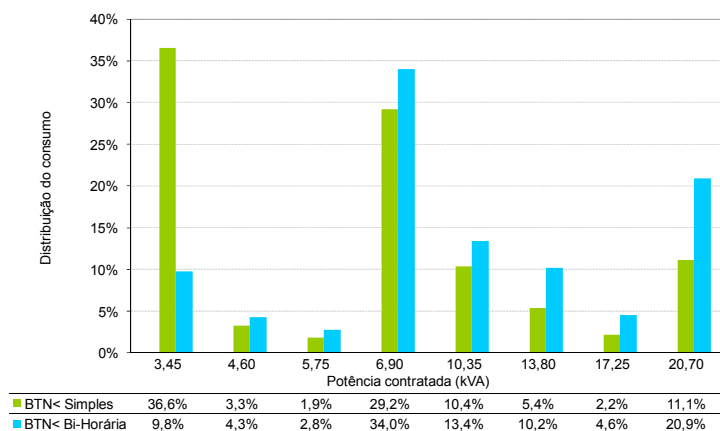
Figura 7-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)



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

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

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

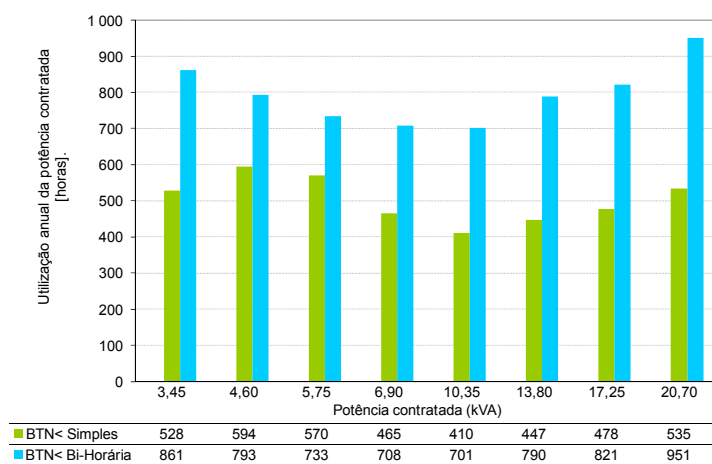


	BTN< Simples	BTN< Bi-horária
Potência média anual [MW]	643	298
Potência média anual por cliente [W]	321	701

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

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

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



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

Os fornecimentos de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam-se do Quadro 8-1 ao Quadro 8-6. No Quadro 8-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 8-2 ao Quadro 8-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	272	37,9%	791	0,7%
BT	444	62,1%	120 479	99,3%
BTE	46	10,4%	790	0,7%
BTN	398	89,6%	119 689	99,3%
Total	716	100,0%	121 270	100,0%

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)		791
Potência (kW)		
	Horas de ponta	36 752
	Contratada	121 826
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	25 051
	Horas cheias	61 668
	Horas de vazio normal	26 684
	Horas super vazio	16 300
Períodos II, III	Horas de ponta	27 405
	Horas cheias	67 366
	Horas de vazio normal	29 438
	Horas super vazio	17 842
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	23 007 936
	Capacitiva	2 631 568

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2014

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

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		790
Potência (kW)		
	Horas de ponta	5 678
	Contratada	26 568
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	9 359
	Horas cheias	22 964
	Horas de vazio normal	8 625
	Horas super vazio	5 264
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	5 582 549
	Capacitiva	354 493

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)		
	27,6	749
Tarifa Tri-horária	34,5	325
	41,4	408
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	8 172
Tarifa Tri-horária	Horas cheias	20 188
	Horas de vazio	12 582

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)		
	3,45	54 780
	4,6	54
	5,75	22
	6,9	27 227
	10,35	5 148
	13,8	1 431
	17,25	2 050
	20,7	116
	3,45	386
	4,6	3
	5,75	1
Tarifa bi-horária	6,9	1 194
	10,35	273
	13,8	179
	17,25	190
	20,7	7
	3,45	5 472
	4,6	255
	5,75	176
	6,9	8 386
	10,35	1 148
	13,8	413
	17,25	448
	20,7	2 628
Energia ativa MWh		
Tarifa simples		216 192
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	7 919
	Horas de vazio	4 987
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	17 956
	Horas cheias	49 092
	Horas de vazio	57 332

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	6 197
	2,3	23
Energia ativa (MWh)		
Tarifa simples		3 714

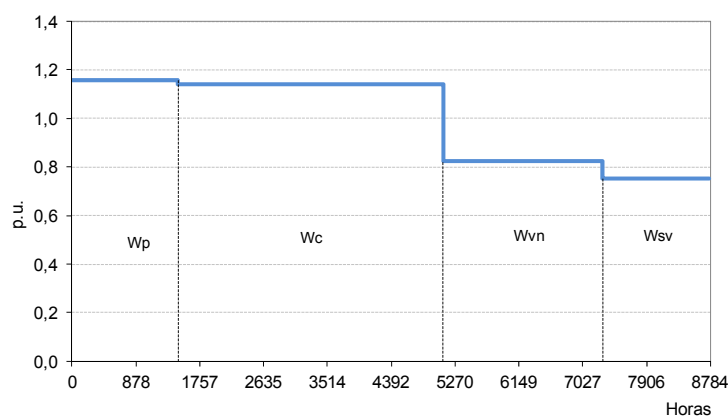
8.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual. Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes pelos vários escalões de potência contratada.

8.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 8-1 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à tarifa Tetra-horária em MT, discriminado por período horário. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2014.

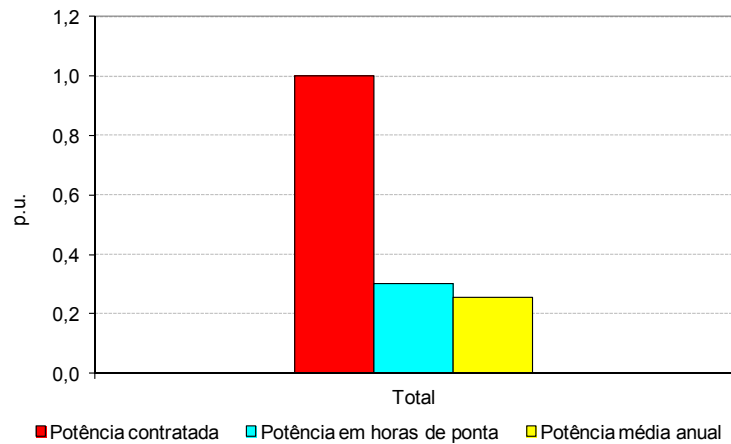
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário



Potência de base	MT
Potência média anual [MW]	31
Potência média anual por cliente [kW]	39
Consumo médio anual por cliente [kWh]	343 556

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

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



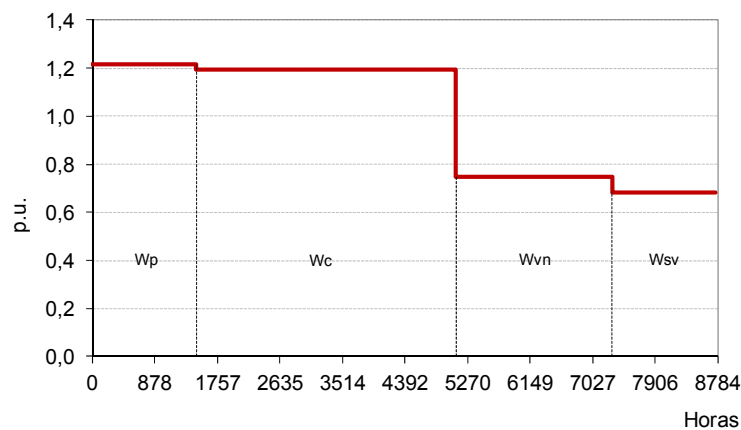
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	121 826
Potência contratada por cliente	154

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 2014.

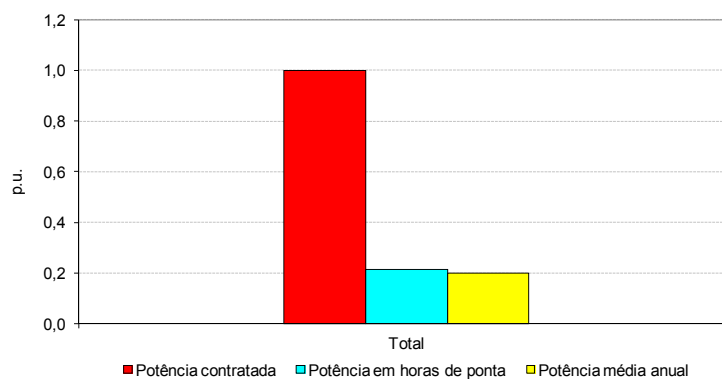
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	5 275
Potência média anual por cliente [kW]	7
Consumo médio anual por cliente [kWh]	58 496

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

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



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	26 568
Potência contratada por cliente	34

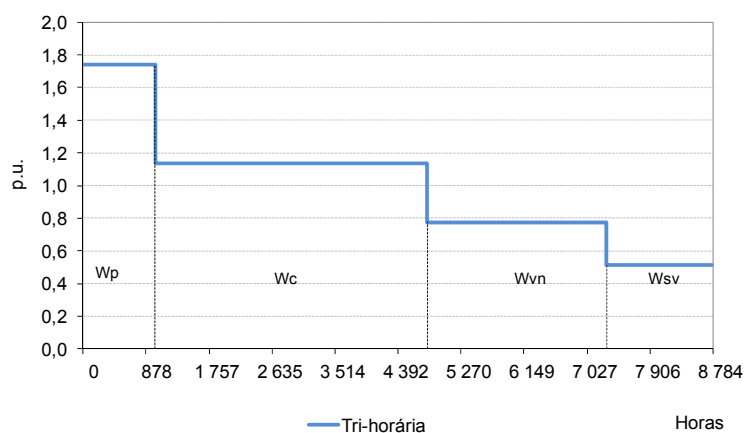
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada

8.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

Na Figura 8-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, discriminados por período horário e por opção tarifária.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.2 para a opção tarifária tri-horária.

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



Potência de base	Tri-horária
Potência média anual [kW]	4 674
Potência média anual por cliente [W]	3 154
Consumo médio anual por cliente [kWh]	27 626

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)

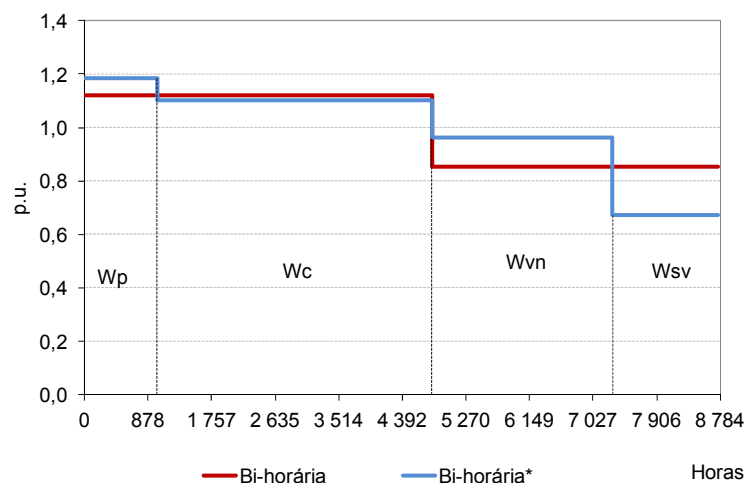
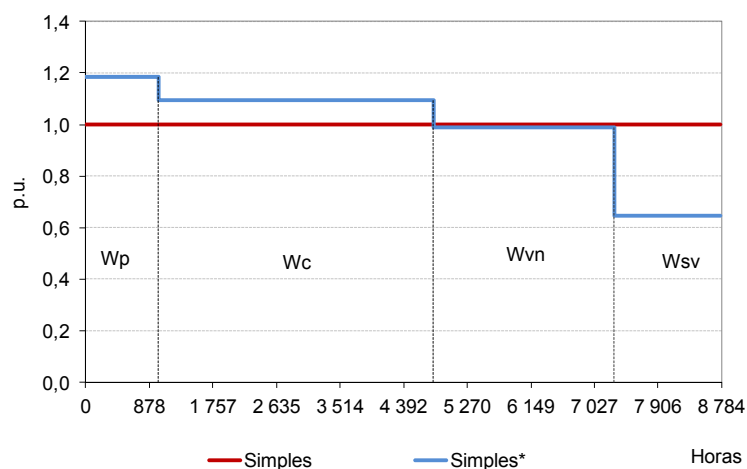
Na Figura 8-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples e tarifa Bi-horária.

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



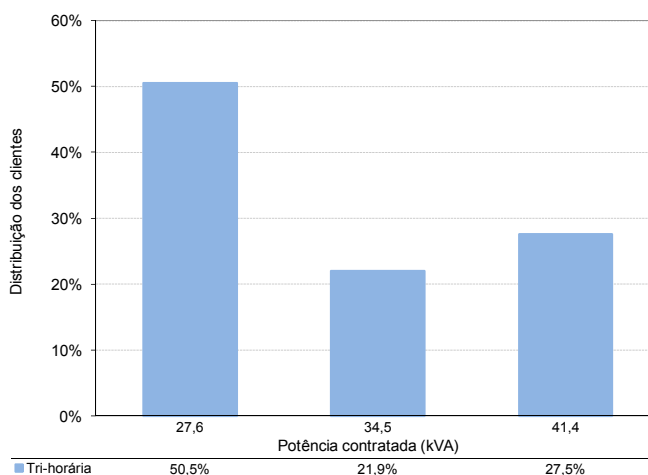
Potência de base	Simples	Bi-horária
Potência média anual [kW]	24 679	1 473
Potência média anual por cliente [kW]	0,27	0,66
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 380	5 780

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

8.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA DA RAA EM BAIXA TENSÃO NORMAL

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

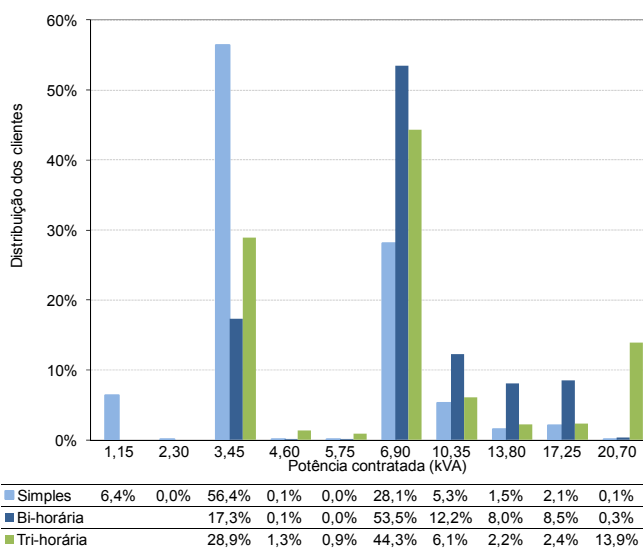
Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA), na RAA



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	1 482

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

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



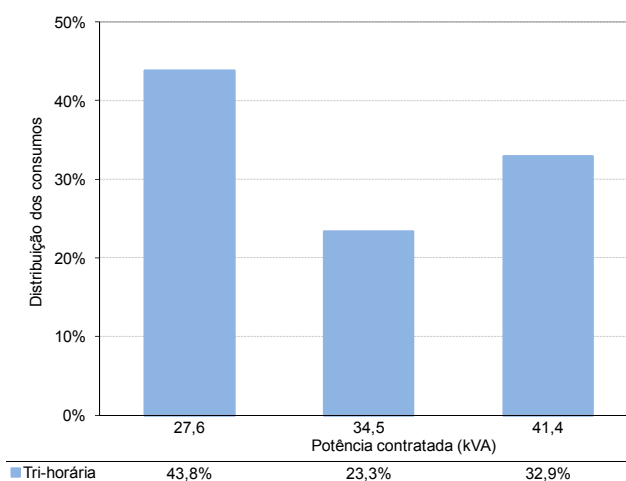
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simplex	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	97 048	2 233	18 926

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

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

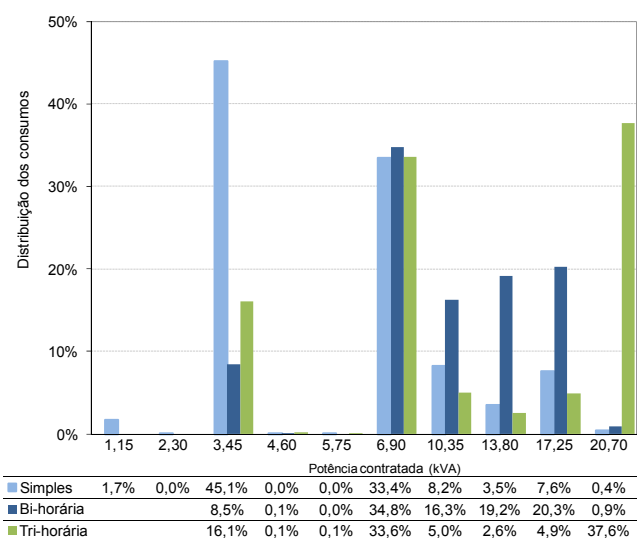
Figura 8-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de $BTN (>20,7$ kVA), na RAA



	BTN>
Potência média anual [kW]	4 674
Potência média anual por cliente [W]	3 154

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



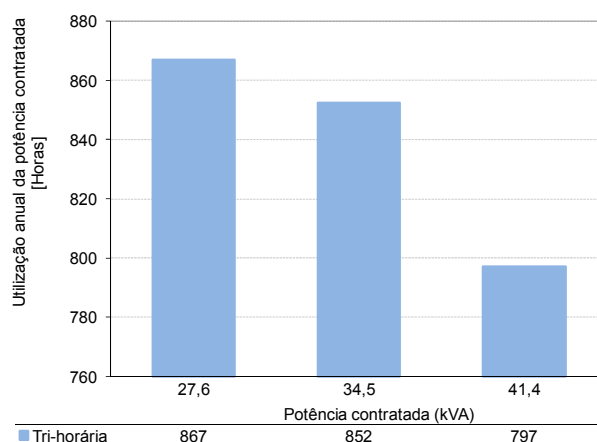
	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	25 103	1 473	14 199
Potência média anual por cliente [W]	259	660	750

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

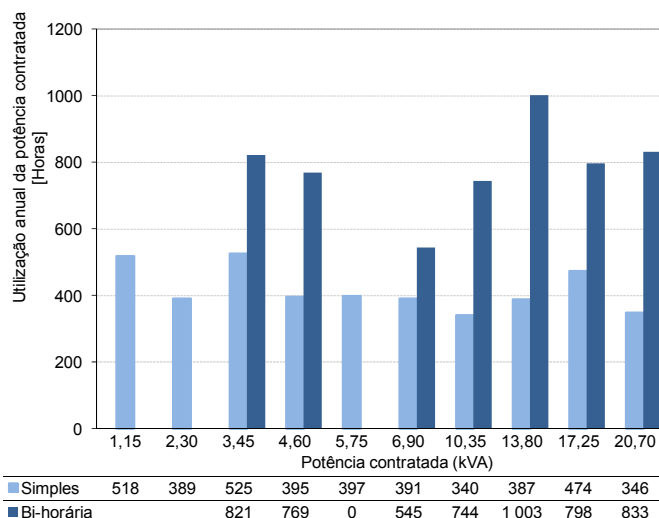
Verifica-se que na tarifa Simples de $BTN \leq 20,7$ kVA o escalão predominante é o de 3,45 kVA, na tarifa Bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA e na tarifa tri-horária o escalão predominante é o de 20,7 kVA.

Na Figura 8-11 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 27,6 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 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.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	194	24,5%	299	0,2%
BT	597	75,5%	136 683	99,8%
BTE	161	27,0%	1 201	0,9%
BTN	435	73,0%	135 482	99,1%
Total	791	100,0%	136 982	100,0%

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)		299
Potência (kW)		
	Horas de ponta	23 220
	Contratada	83 853
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	15 736
	Horas cheias	40 132
	Horas de vazio normal	19 372
	Horas de super vazio	11 490
Períodos II, III	Horas de ponta	18 936
	Horas cheias	49 911
	Horas de vazio normal	24 008
	Horas de super vazio	14 239
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	13 562 078
	Capacitiva	0

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2014

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

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		1 201
Potência (kW)		
	Horas de ponta	21 196
	Contratada	116 818
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	31 343
	Horas cheias	78 853
	Horas de vazio normal	32 107
	Horas de super vazio	19 052
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	19 051 273
	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)		
	27,6	913
Tarifa tri-horária	34,5	697
	41,4	773
Energia ativa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	13 314
	Horas cheias	33 703
	Horas de vazio	22 863

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	49 712
	4,6	76
	5,75	27
	6,9	58 604
	10,35	3 689
	13,8	2 231
	17,25	946
	20,7	3 073
Tarifa bi-horária	3,45	1 425
	4,6	14
	5,75	5
	6,9	7 177
	10,35	637
	13,8	471
Tarifa tri-horária	17,25	184
	20,7	807
	3,45	424
	4,6	103
	5,75	119
	6,9	132
	10,35	307
13,8	219	
17,25	147	
20,7	109	
Energia ativa MWh		
Tarifa simples		268 553
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	33 031
	Horas de vazio	17 273
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 951
	Horas cheias	12 482
	Horas de vazio	29 402

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	2 436
	2,3	27
Energia ativa (MWh)		
Tarifa simples		1 822

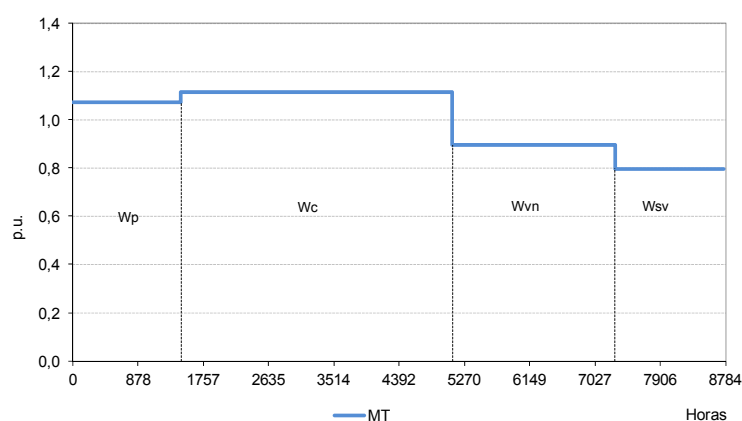
9.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual. Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes pelos vários escalões de potência contratada.

9.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 9-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2014.

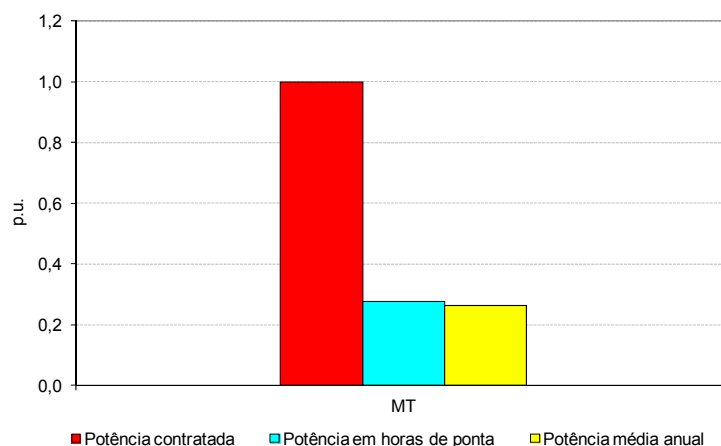
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário



Potência de base	MT
Potência média anual [MW]	22
Potência média anual por cliente [kW]	74
Consumo médio anual por cliente [kWh]	648 353

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

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



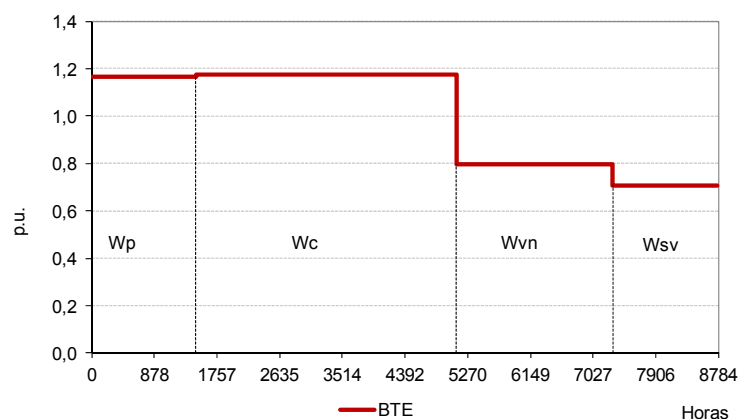
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada [kW/mês]	83 853
Potência contratada por cliente [kW/mês]	280

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

9.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 9-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à opção tarifária de BTE tetra-horária, discriminados por período horário. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2014.

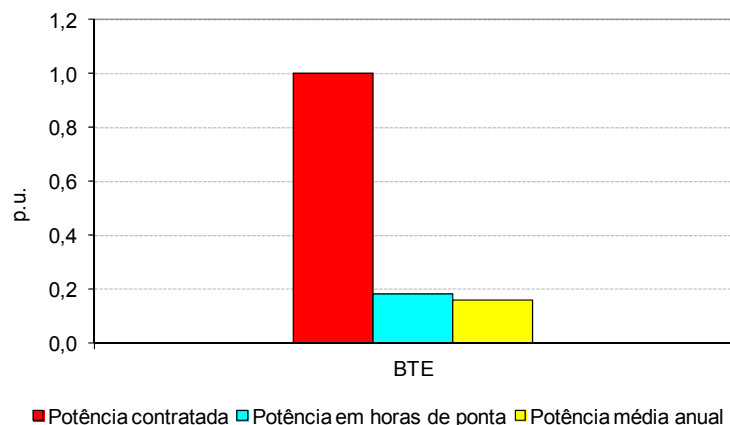
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	18 419
Potência média anual por cliente [kW]	15
Consumo médio anual por cliente [kWh]	134 382

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

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



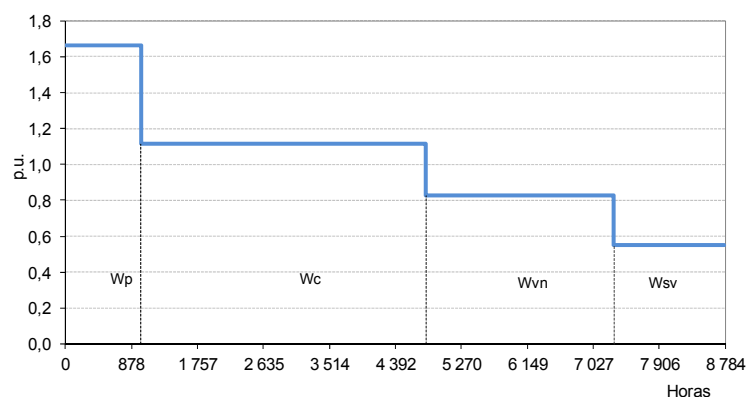
Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada [kW/mês]	116 818
Potência contratada por cliente [kW/mês]	97

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

9.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

Na Figura 9-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA discriminados por período horário. Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.2 para a opção tarifária tri-horária.

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



Potência de base	BTN>
Potência média anual [kW]	7 977
Potência média anual por cliente [kW]	3
Consumo médio anual por cliente [kWh]	29 334

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

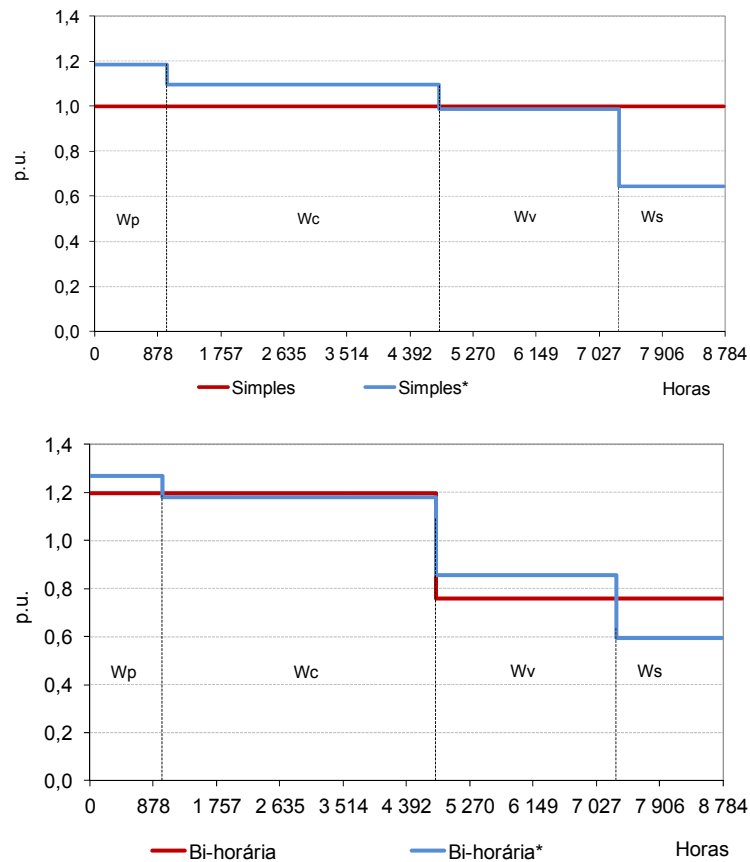
Na Figura 9-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN, com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples e tarifa Bi-horária.

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



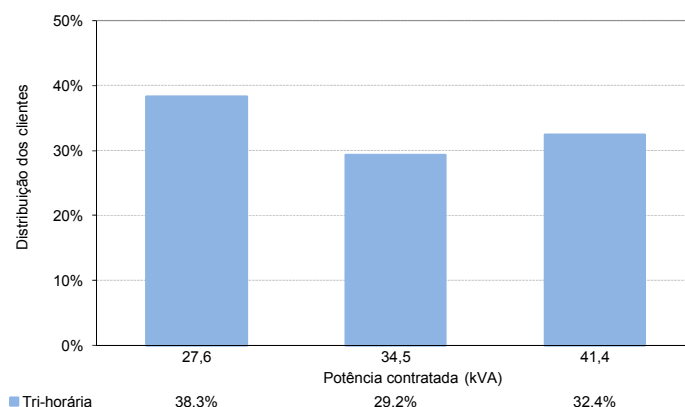
Potência de base	Simples	Bi-horária
Potência média anual [kW]	30 657	5 742
Potência média anual por cliente [kW]	0,26	0,54
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 269	4 693

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.

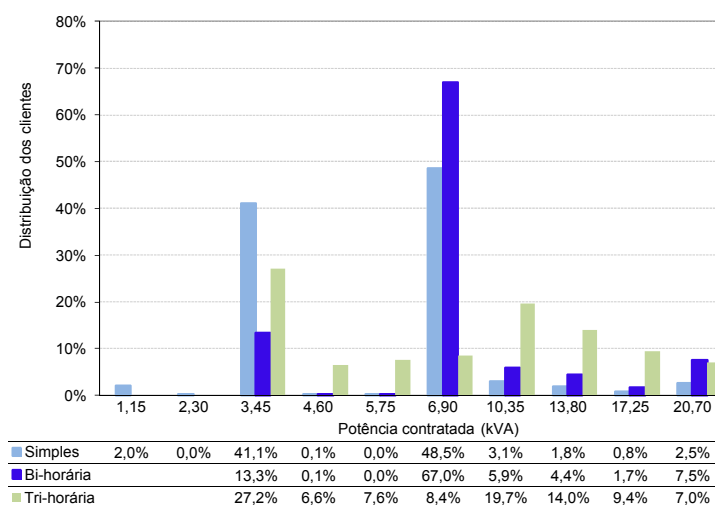
Figura 9-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	2 382

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



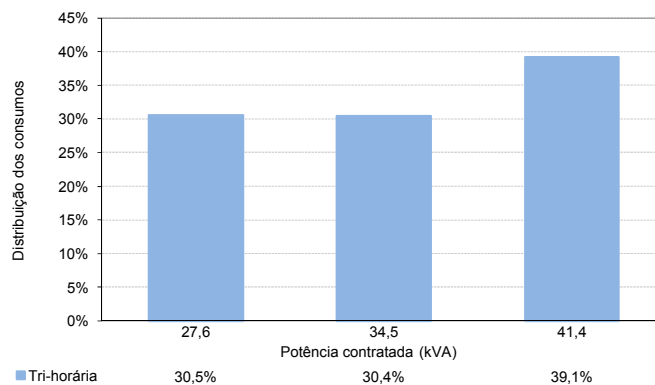
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	120 821	10 719	1 560

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 3,45 kVA.

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

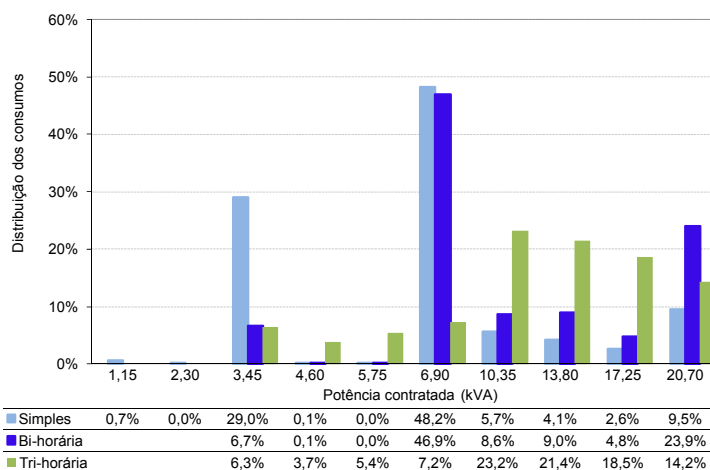
Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM



	BTN>
Potência média anual [kW]	7 977
Potência média anual por cliente [W]	3 349
Consumo médio anual por cliente [kWh]	29 334

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]	30 865	5 742	5 118
Potência média anual por cliente [kW]	255	536	3 280
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 238	4 693	28 732

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

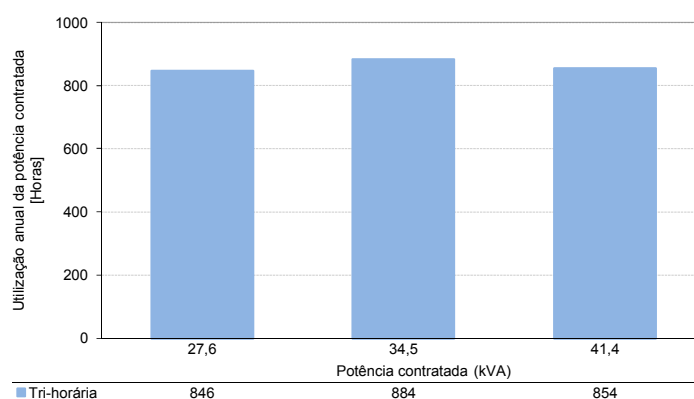
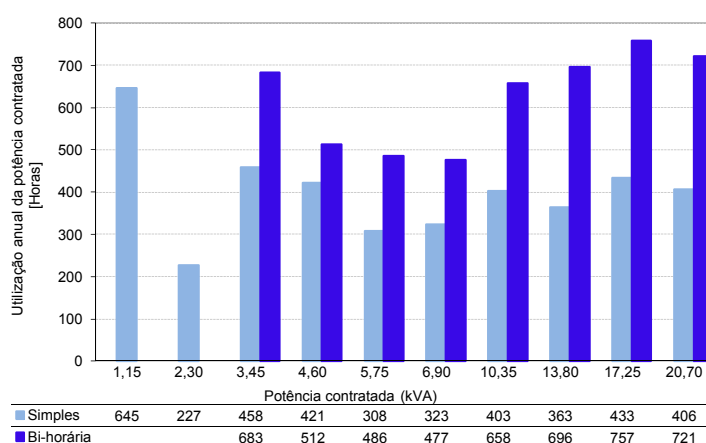


Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária $BTN (\leq 20,7$ kVA), na RAM



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

10 PERFIS DE CONSUMO

Em determinadas opções tarifárias de BT, nomeadamente em BTE e BTN, e em resultado do tipo de contadores aplicáveis a cada caso, as quantidades entregues a todos os clientes, seja do comercializador de último recurso ou clientes no mercado liberalizado, não se encontram discriminadas com o nível de informação suficiente e compatível com o utilizado nas quantidades para o cálculo das tarifas.

Assim, para a obtenção das quantidades a considerar no cálculo das tarifas, é necessário utilizar diagramas de carga tipo representativos dos perfis de consumo do consumidor padrão em dado nível de tensão e opção tarifária.

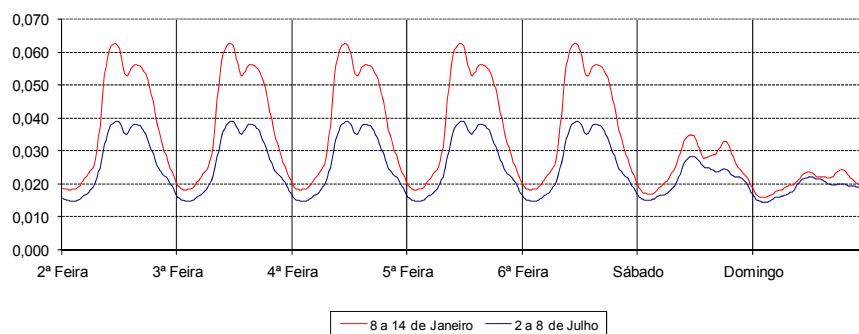
Para tal partiu-se dos trabalhos “Caracterização de consumidores e redes, Atualização dos perfis BTN para 2007” e “Definição de perfis iniciais e finais para consumidores BTE, Versão 2007” efetuados pelo INESC Porto e pelo INESC Coimbra. Estes estudos foram apresentados pela EDP Distribuição para suportar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

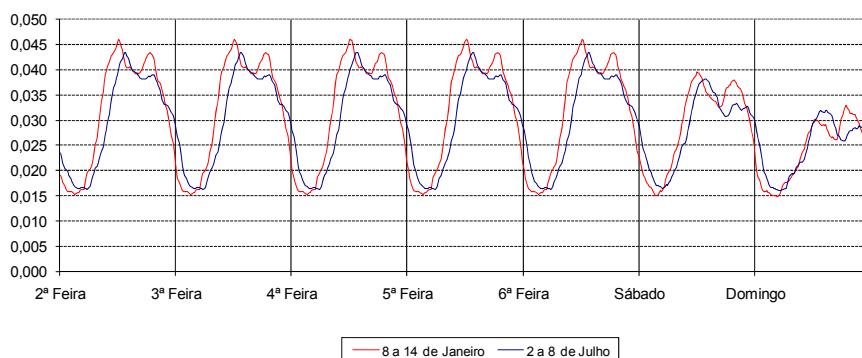


Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2007

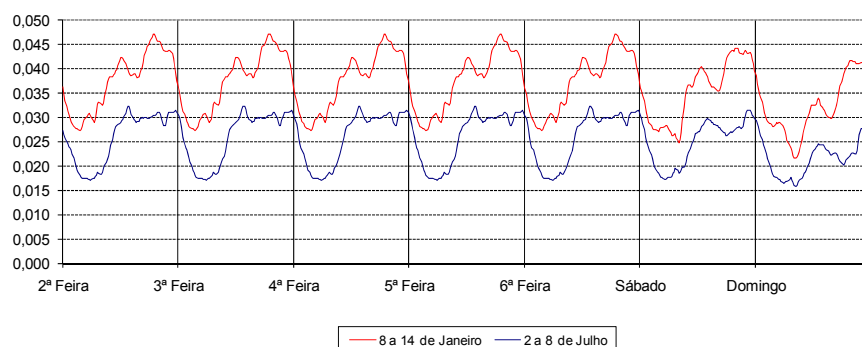
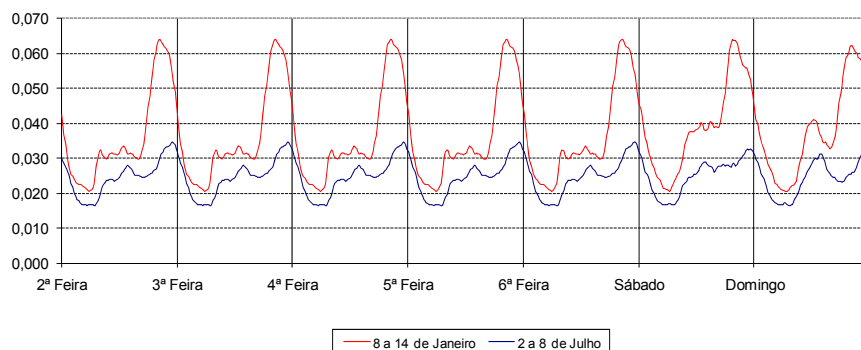
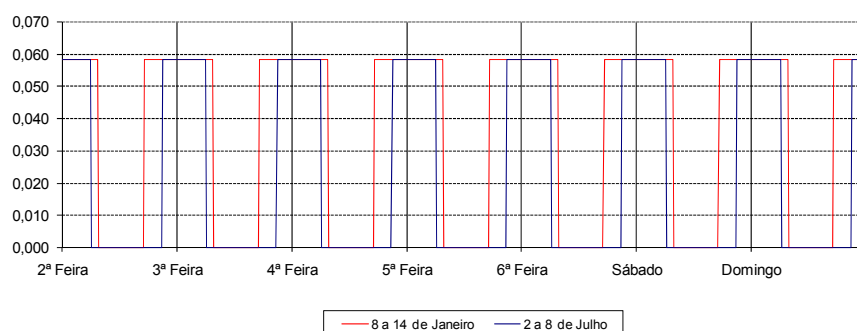


Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2007



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 (≤ 20,7 kVA)

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária (≤ 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 2013, regista-se uma tendência de aumento 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 2014.

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 2014 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	1,25	1,21	1,26	1,25
$\gamma_{AT/RNT}^h$	1,67	1,61	1,69	1,66
γ_{AT}^h	1,62	1,46	1,21	1,01
γ_{MT}^h	4,72	4,15	3,36	2,68
γ_{BT}^h	9,68	8,69	7,46	4,56

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 2014.

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

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

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

	(%)	Períodos horários (h)			
Ilha	Fator	Ponta	Cheias	Vazio	Super vazio
S. Maria	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 2014, 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 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.

Em Portugal continental, 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 2014

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 AT e MT:

Ciclo diário transitório para 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.