

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2016**

Dezembro 2015

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	5
2.1	Balanço de energia elétrica para o Continente	5
2.2	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma dos Açores.....	17
2.3	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma da Madeira.....	18
2.4	Consumos e número de consumidores de energia elétrica em Portugal	19
3	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE	21
3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	21
3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	22
4	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	25
4.1	Fatores de simultaneidade nas redes	25
4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	26
4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	27
4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	30
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	33
5.1	Tarifa Transitória de Energia.....	33
5.2	Tarifas de Comercialização.....	34
6	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	35
6.1	Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	36
6.2	Caracterização do consumo nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	39
6.2.1	Média Tensão.....	39
6.2.2	Baixa Tensão Especial.....	41
6.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	42
6.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	43
6.3	Caracterização da potência contratada em Baixa Tensão Normal.....	44
7	PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO	49
7.1	Quantidades consideradas no mercado liberalizado	50
7.2	Caracterização do consumo dos clientes no mercado	52
7.2.1	Muito Alta Tensão	52
7.2.2	Alta Tensão	53
7.2.3	Média Tensão.....	54

7.2.4	Baixa Tensão Especial.....	55
7.2.5	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	56
7.2.6	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	58
8	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	63
8.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	63
8.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	65
8.2.1	Média Tensão.....	65
8.2.2	Baixa Tensão Especial.....	67
8.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	68
8.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	68
8.3	Caracterização da potência contratada da RAA em Baixa Tensão Normal	69
9	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	75
9.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	75
9.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	77
9.2.1	Média Tensão.....	78
9.2.2	Baixa Tensão Especial.....	79
9.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	80
9.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	81
9.3	Caracterização da potência contratada da RAM em Baixa Tensão Normal.....	82
10	PERFIS DE CONSUMO	87
10.1	Diagrama de Carga em BTE.....	89
10.2	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (>20,7 kVA).....	89
10.3	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (\leq 20,7 kVA).....	90
10.4	Diagrama de Carga em BTN Bi-horária.....	91
10.5	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	91
11	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES	93
11.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes	93
11.1.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	93
11.1.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores	94
11.1.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	95
12	PERÍODOS HORÁRIOS	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Estrutura de consumos por mercado e nível de tensão.....	7
Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	10
Figura 2-3 - Número acumulado de clientes no mercado livre	13
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado.....	14
Figura 2-5 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão	15
Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2015 e 2016	16
Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2015 e 2016.....	17
Figura 3-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da UGS em 2016	21
Figura 3-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2016.....	23
Figura 3-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT	24
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de UGS em 2016	27
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2016.....	29
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT	29
Figura 4-4 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URD em 2016	31
Figura 4-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD	32
Figura 5-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa transitória de energia	34
Figura 6-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	40
Figura 6-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT.....	40
Figura 6-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	41
Figura 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE.....	42
Figura 6-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	43
Figura 6-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	44
Figura 6-7 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)	45
Figura 6-8 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	45
Figura 6-9 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)	46
Figura 6-10 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	46
Figura 6-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>20,7 kVA)	47
Figura 6-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN≤20,7 kVA).....	47
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário.....	52

Figura 7-2 - Potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT	53
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário.....	53
Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT	54
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário.....	54
Figura 7-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT	55
Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário.....	55
Figura 7-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	56
Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período tarifário	56
Figura 7-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA)	57
Figura 7-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA)	57
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA).....	58
Figura 7-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária.....	59
Figura 7-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	60
Figura 7-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN<20,7 kVA).....	60
Figura 7-16 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN<20,7 kVA).....	61
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário	66
Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT ...	66
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário.....	67
Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE.....	67
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA	68
Figura 8-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA	69
Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA), na RAA	70
Figura 8-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA), na RAA	70
Figura 8-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAA.....	71

Figura 8-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAA	72
Figura 8-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($> 20,7$ kVA), na RAM	73
Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	73
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário	78
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT ...	79
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário	79
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE	80
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($> 20,7$ kVA), discriminado por posto horário, na RAM	80
Figura 9-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM	81
Figura 9-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($> 20,7$ kVA), na RAM	82
Figura 9-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	83
Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($> 20,7$ kVA), na RAM	84
Figura 9-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	84
Figura 9-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($> 20,7$ kVA), na RAM	85
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	85
Figura 10-1 - Perfil de consumo para BTE em 2014	88
Figura 10-2 - Perfil de consumo para BTN Classe A em 2014	88
Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2014	88
Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2014	89

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerado em tarifas	5
Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores no período 2013 a 2016	6
Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica no período 2013 a 2016	6
Quadro 2-4 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental.....	10
Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental para 2013 a 2016.....	11
Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura de 2013 a 2016.....	11
Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	18
Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM	19
Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal	20
Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte.....	21
Quadro 3-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} do ORT	22
Quadro 3-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do ORT	22
Quadro 3-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do ORT.....	23
Quadro 4-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	25
Quadro 4-2 - Coeficientes Potência contratada / Potência em horas de ponta de uso de redes para 2016.....	26
Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema	26
Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT}	28
Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT}	28
Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT}	30
Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT}	30
Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT}	31
Quadro 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa transitória de energia	33
Quadro 5-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN.....	34
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	35
Quadro 6-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT	36
Quadro 6-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE	36
Quadro 6-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA).....	37
Quadro 6-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA) Sazonal	37

Quadro 6-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	38
Quadro 6-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	38
Quadro 6-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Sazonal.....	39
Quadro 7-1 - Resumo das quantidades previstas para os clientes no mercado liberalizado.....	49
Quadro 7-2 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT.....	50
Quadro 7-3 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT.....	50
Quadro 7-4 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT.....	50
Quadro 7-5 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	51
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($> 20,7$ kVA).....	51
Quadro 7-7 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	51
Quadro 7-8 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	52
Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	63
Quadro 8-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em MT.....	63
Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTE.....	64
Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($> 20,7$ kVA) Tri-horária.....	64
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).....	64
Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	65
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	75
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT.....	75
Quadro 9-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE.....	76
Quadro 9-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($> 20,7$ kVA) Tri-horária.....	76
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).....	77
Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	77

Quadro 10-1 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN	87
Quadro 10-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTE	89
Quadro 10-3 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA).....	90
Quadro 10-4 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA)	90
Quadro 10-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (\leq 20,7 kVA).....	90
Quadro 10-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (\leq 20,7 kVA).....	90
Quadro 10-7 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária	91
Quadro 10-8 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária.....	91
Quadro 10-9 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária.....	91
Quadro 10-10 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples	92
Quadro 11-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	94
Quadro 11-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	95
Quadro 11-3 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira.....	96
Quadro 12-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários	97
Quadro 12-2 - Ciclo diário em Portugal Continental	98
Quadro 12-3 - Ciclo Semanal em Portugal Continental	98
Quadro 12-4 - Ciclo Diário na RAA e na RAM	98
Quadro 12-5 - Períodos horários para as tarifas de energia elétrica em 2016.....	100

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 2016. São também descritos os pressupostos considerados para efeitos da definição dos diagramas de carga tipo utilizados no cálculo das tarifas, de acordo com o Regulamento Tarifário.

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

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

O presente documento está organizado da seguinte forma:

- No capítulo 2 apresenta-se a caracterização da procura agregada de energia elétrica, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- No capítulo 3 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade a aplicar pelo operador da rede de transporte.
- No capítulo 4 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.
- No capítulo 5 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade do comercializador de último recurso.
- No capítulo 6 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.
- No capítulo 7 apresentam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado em Portugal continental.
- Nos capítulos 8 e 9 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM, respetivamente.

- No capítulo 10 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BT.
- No capítulo 11 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas nas redes de transporte e distribuição (no termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações).
- No capítulo 12 apresentam-se os períodos tarifários de entrega de energia elétrica correspondentes a cada ciclo de contagem.

Da informação apresentada neste documento de “Caracterização da Procura de energia elétrica em 2016” importa realçar os seguintes aspetos:

- a) O consumo referido à emissão estimado pela ERSE para o ano de 2015 considera uma subida de 1,5% face ao ocorrido no ano de 2014, justificado pelo crescimento nos níveis de tensão mais elevados (MAT, AT, MT, BTE), situando-se cerca de 0,4 TWh acima da última previsão da REN (dezembro 2015, +0,6%) e 0,3 TWh acima da previsão da EDP (junho 2015, +0,8%). Para 2016, a ERSE assumiu que o ritmo de crescimento do consumo de eletricidade será ligeiramente inferior ao estimado para 2015, devendo contudo voltar a atingir a barreira dos 50,0 TWh no referencial da emissão, a que corresponde um acréscimo de 1,0%. Esta previsão é mais otimista que a última previsão da REN (49,1TWh, que corresponde a manter o nível de 2015) e está alinhada no que respeita à variação, embora ligeiramente acima em valor absoluto, com a previsão efetuada pela EDP em junho de 2015 (+1,0% para 49,7 TWh).
- 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 nos últimos três anos.
- 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 21,4% em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 2,9% e 11,3%, 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 (36,5%) e superior aos correspondentes valores em Portugal continental e na Região Autónoma da Madeira.

- f) São adotados os fatores de perdas registados em 2014. Nos anos 2015 e 2016 são adotados os valores previstos pelas empresas de distribuição e transporte de eletricidade.

- g) 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 2016, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas. As quantidades globais assumidas têm como base a informação previsional enviada pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão, às quotas de consumo do mercado liberalizado e ao nível de perdas nas redes. Adicionalmente, a ERSE realizou análises aos dados mais recentes do consumo de energia elétrica, do mercado liberalizado e aos indicadores sociais e económicos com impacto na procura de energia elétrica, de modo a complementar e atualizar as suas previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo tarifário de 2016.

2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONTINENTE

SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS PREVISTOS PARA OS ANOS 2015 E 2016

Na presente secção justifica-se a evolução das variáveis físicas que afetam a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para 2016. O Quadro 2-1 apresenta a variação das quantidades consideradas para tarifas 2016 face aos valores do ano anterior, sendo visível um acréscimo dos fornecimentos totais a clientes da ordem de 1,0%.

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

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2015	Tarifas 2016	$\Delta\%$ T2016 / T2015
Fornecimentos CUR + ML	44 617	45 054	1,0%
MAT	2 148	2 168	0,9%
AT	7 032	7 101	1,0%
MT	13 978	14 422	3,2%
BTE	3 335	3 317	-0,5%
BTN	18 124	18 046	-0,4%

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública.

Os valores estimados para 2015 e previstos para 2016 do número de consumidores e respetivos consumos, desagregados por mercado regulado e mercado livre, são sintetizados no Quadro 2-2 e no Quadro 2-3, respetivamente.

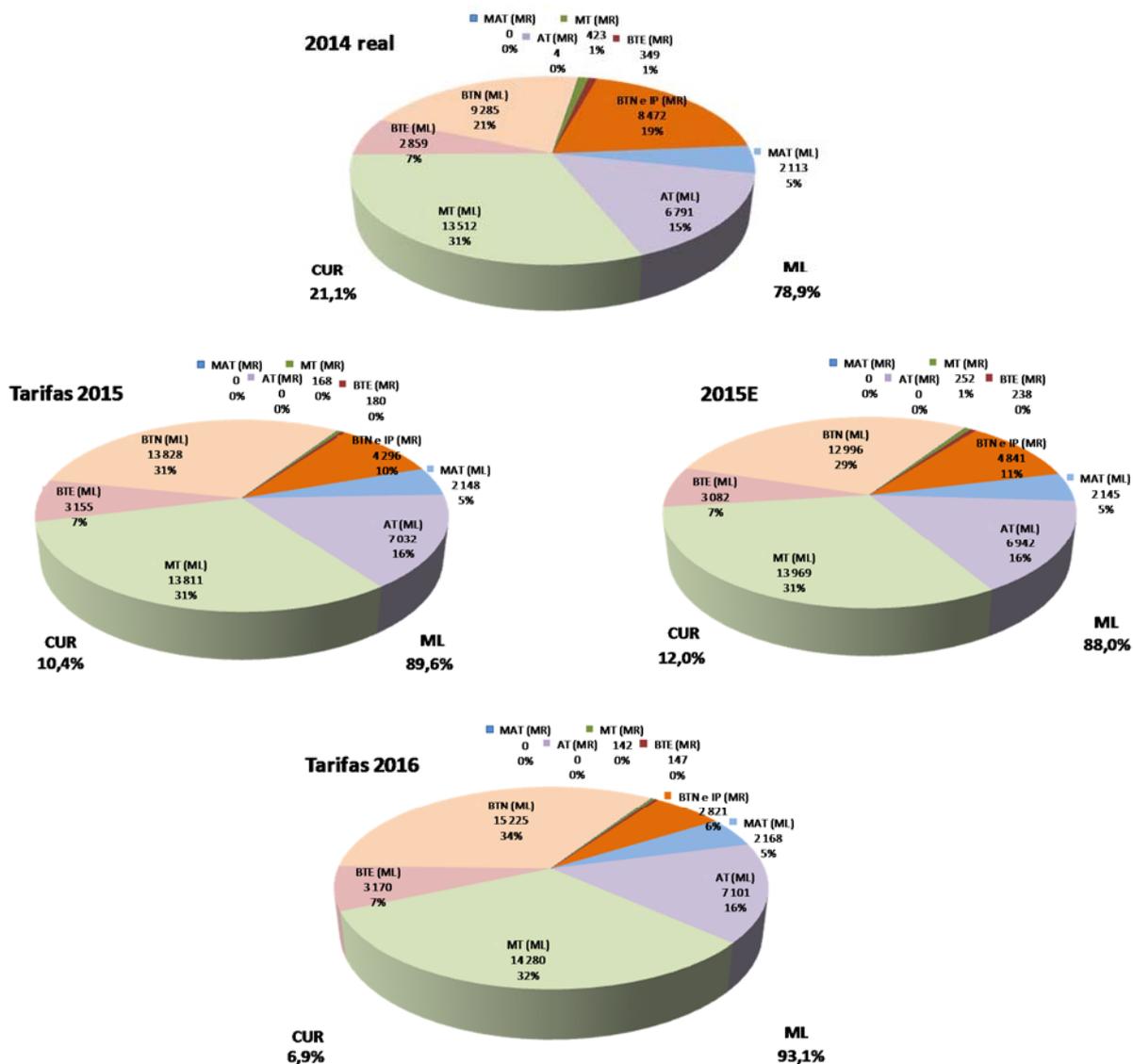
Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores no período 2013 a 2016

	Número médio de consumidores									
	2013 real	2014 real	Δ%	Tarifas 2015	2015 ^F	Δ% 2015 ^F / T2015	Δ% 2015 ^F / 2014 real	Tarifas 2016	Δ% T2016 / 2014 real	Δ% T2016 / T2015
N.º de consumidores no CUR	4 419 081	3 163 483	-28,4%	2 238 233	1 916 139	-14,4%	-39,4%	1 103 063	-65,1%	-50,7%
MAT	1	0	-100,0%	0	0	-	-	0	-	-
AT	17	9	-47,1%	1	1	100,5%	-87,1%	0	-100,0%	-100,0%
MT	3 660	2 422	-33,8%	853	1 454	70,4%	-40,0%	834	-65,6%	-2,3%
BTE	8 024	5 203	-35,2%	2 564	3 195	24,6%	-38,6%	1 976	-62,0%	-22,9%
BTN	4 407 379	3 155 849	-28,4%	2 234 815	1 911 489	-14,5%	-39,4%	1 100 253	-65,1%	-50,8%
N.º de consumidores no ML	1 666 502	2 915 878	75,0%	3 850 406	4 171 432	8,3%	43,1%	4 998 484	71,4%	29,8%
MAT	66	67	1,5%	68	69	1,5%	3,0%	69	3,0%	1,5%
AT	263	277	5,3%	289	289	0,2%	4,5%	296	6,7%	2,3%
MT	19 878	21 199	6,6%	22 850	22 369	-2,1%	5,5%	23 228	9,6%	1,7%
BTE	25 488	28 515	11,9%	31 175	30 702	-1,5%	7,7%	32 006	12,2%	2,7%
BTN	1 620 807	2 865 820	76,8%	3 796 024	4 118 002	8,5%	43,7%	4 942 886	72,5%	30,2%
N.º de consumidores CUR + ML	6 085 583	6 079 361	-0,1%	6 088 639	6 087 571	0,0%	0,1%	6 101 547	0,4%	0,2%
MAT	67	67	0,0%	68	69	1,5%	3,0%	69	3,0%	1,5%
AT	280	286	2,1%	290	291	0,4%	1,6%	296	3,4%	2,1%
MT	23 538	23 621	0,4%	23 703	23 824	0,5%	0,9%	24 062	1,9%	1,5%
BTE	33 512	33 718	0,6%	33 739	33 897	0,5%	0,5%	33 982	0,8%	0,7%
BTN	6 028 186	6 021 669	-0,1%	6 030 840	6 029 491	0,0%	0,1%	6 043 139	0,4%	0,2%
Quotas do ML	27,4%	48,0%		63,2%	68,5%			81,9%		
MAT	98,5%	100,0%		100,0%	100,0%			100,0%		
AT	93,9%	96,9%		99,8%	99,6%			100,0%		
MT	84,5%	89,7%		96,4%	93,9%			96,5%		
BTE	76,1%	84,6%		92,4%	90,6%			94,2%		
BTN	26,9%	47,6%		62,9%	68,3%			81,8%		

Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica no período 2013 a 2016

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)									
	2013 real	2014 real	Δ%	Tarifas 2015	2015 ^F	Δ% 2015 ^F / T2015	Δ% 2015 ^F / 2014 real	Tarifas 2016	Δ% T2016 / 2014 real	Δ% T2016 / T2015
Fornecimentos CUR	14 016	9 247	-34,0%	4 644	5 331	14,8%	-42,3%	3 110	-66,4%	-33,0%
MAT	43	0	-100,0%	0	0	-	-	0	-	-
AT	64	4	-94,1%	0	0	-	-92,7%	0	-100,0%	-
MT	876	423	-51,7%	168	252	50,2%	-40,4%	142	-66,5%	-15,5%
BTE	610	349	-42,7%	180	238	32,4%	-31,7%	147	-57,9%	-18,4%
BTN	12 423	8 472	-31,8%	4 296	4 841	12,7%	-42,9%	2 821	-66,7%	-34,3%
Fornecimentos ML	29 842	34 561	15,8%	39 973	39 135	-2,1%	13,2%	41 944	21,4%	4,9%
MAT	2 051	2 113	3,0%	2 148	2 145	-0,1%	1,5%	2 168	2,6%	0,9%
AT	6 584	6 791	3,1%	7 032	6 942	-1,3%	2,2%	7 101	4,6%	1,0%
MT	12 917	13 512	4,6%	13 811	13 969	1,1%	3,4%	14 280	5,7%	3,4%
BTE	2 658	2 859	7,6%	3 155	3 082	-2,3%	7,8%	3 170	10,9%	0,5%
BTN	5 631	9 285	64,9%	13 828	12 996	-6,0%	40,0%	15 225	64,0%	10,1%
Fornecimentos CUR + ML	43 858	43 808	-0,1%	44 617	44 466	-0,3%	1,5%	45 054	2,8%	1,0%
MAT	2 095	2 113	0,8%	2 148	2 145	-0,1%	1,5%	2 168	2,6%	0,9%
AT	6 648	6 795	2,2%	7 032	6 942	-1,3%	2,2%	7 101	4,5%	1,0%
MT	13 793	13 935	1,0%	13 978	14 221	1,7%	2,1%	14 422	3,5%	3,2%
BTE	3 268	3 208	-1,8%	3 335	3 321	-0,4%	3,5%	3 317	3,4%	-0,5%
BTN	18 054	17 757	-1,6%	18 124	17 837	-1,6%	0,4%	18 046	1,6%	-0,4%
Quotas do ML (média ano)	68,0%	78,9%		89,6%	88,0%			93,1%		
MAT	97,9%	100,0%		100,0%	100,0%			100,0%		
AT	99,0%	99,9%		100,0%	100,0%			100,0%		
MT	93,6%	97,0%		98,8%	98,2%			99,0%		
BTE	81,3%	89,1%		94,6%	92,8%			95,6%		
BTN	31,2%	52,3%		76,3%	72,9%			84,4%		

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



PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

De acordo com o prazo regulamentar estabelecido, em junho de 2015, a REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal enviaram as melhores estimativas de consumo e do número de consumidores para 2015 e as previsões para o ano de 2016. Na sequência da análise à informação enviada pelas empresas, verificou-se que existiam diferenças assinaláveis ao nível do consumo referido à emissão¹, em resultado de, a essa data, as previsões da REN serem pessimistas. Na previsão de procura mais

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.

recente disponibilizada pela REN², que incorpora dados reais até novembro de 2015, observou-se uma revisão em alta comparativamente com a previsão de junho. Com esta previsão, a estimativa de consumo referido à emissão da REN passou a ser semelhante à estimativa de junho da EDP Distribuição. Contudo, mesmo após esta atualização, o consumo previsto pela REN para o ano de 2016 continua inferior ao previsto em junho pela EDP Distribuição (ver Quadro 2-4).

Conjugando a análise da informação das empresas com a evolução mais recente de outros indicadores económicos, além do consumo de energia elétrica, a ERSE considerou os seguintes pressupostos na definição da procura de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2016:

- Consumo referido à emissão de 49 554 GWh para 2015, que corresponde a um crescimento de 1,5% face ao consumo ocorrido em 2014, e de 50 050 GWh para 2016, que se situa 1,0% acima da estimativa de 2015.
- Taxa de perdas da rede de transporte de 1,69% em 2015 e de 1,67% em 2016, de acordo com as previsões da REN.
- A estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão de 2015 e 2016 corresponde à estrutura dos fornecimentos por nível de tensão apresentada pela EDP Distribuição para esses anos.
- Adoção em 2015 e 2016 da taxa de perdas nas redes de distribuição³ apresentada pela EDP Distribuição para esses anos, respetivamente de 10,00% e 9,66%.
- Adoção em 2015 e 2016 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 2015 e 2016, em consonância com os dados reais mais recentes do ano 2015 e com o quadro legal em vigor para a extinção das tarifas transitórias para fornecimento de eletricidade a clientes finais.
- Previsão dos fornecimentos e número de consumidores do CUR e dos comercializadores do mercado livre por nível de tensão nos anos de 2015 e 2016, 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 2016, é apresentado no Quadro 2-4, no Quadro 2-5 e no Quadro 2-6.

² REN, “Previsão do consumo de energia elétrica – Dezembro 2015”

³ Taxa de perdas nas redes de distribuição = perdas na rede de distribuição / fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT).

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa apontam para a continuidade da recuperação da economia portuguesa em 2015 e as previsões de crescimento para 2016 são ligeiramente mais otimistas, mas em linha com o projetado para a área do euro. Contudo, atendendo às projeções macroeconómicas mais recentes do Fundo Monetário Internacional⁴, que apontam para a manutenção do ritmo de crescimento da área do Euro em 2015 e uma ligeira redução em 2016, face às anteriores projeções. Deste modo, poderá existir algum risco de abrandamento da atividade económica a partir do segundo semestre de 2015 na área do euro, que afetará também Portugal.

Face a 2014, espera-se que em 2015 e 2016 se mantenha o desempenho positivo de alguns setores da indústria nacional, com a manutenção das exportações num nível elevado e ainda com tendência de crescimento. Esta situação deverá contribuir para o acréscimo do consumo de energia elétrica, principalmente nos níveis de tensão mais elevados.

Por outro lado, as projeções mais recentes do Banco de Portugal⁵ para a procura interna mantêm, em 2015 e 2016, a tendência de recuperação observada em 2014, o que deverá contribuir para um acréscimo do consumo de eletricidade também na Baixa Tensão. No entanto, para os segmentos de consumidores ligados neste nível de tensão (domésticos, pequeno comércio e serviços), existem fatores estruturais, como sejam a promoção da eficiência no consumo e a elevada carga fiscal sobre a eletricidade para o consumidor final (com efeito apenas no doméstico), que impedirão subidas mais notórias do consumo nestes segmentos.

Finalmente, apesar dos sinais e indicadores económicos mais recentes apontarem para a continuidade da recuperação económica em Portugal e na Europa, tendo os mesmos sido incorporados na previsão do consumo de energia elétrica da ERSE para o cálculo tarifário de 2016, importa assinalar que persistem alguns dos fatores de incerteza que poderão alterar as tendências referidas.

Neste contexto, o consumo referido à emissão estimado pela ERSE para o ano de 2015 considera uma subida de 1,5% face ao ocorrido no ano de 2014, justificado pelo crescimento nos níveis de tensão mais elevados (MAT, AT, MT, BTE), situando-se cerca de 0,4 TWh acima da última previsão da REN (dezembro 2015, +0,6%) e 0,3 TWh acima da previsão da EDP (junho 2015, +0,8%). Para 2016, a ERSE assumiu que o ritmo de crescimento do consumo de eletricidade será ligeiramente inferior ao estimado para 2015, devendo contudo voltar a atingir a barreira dos 50,0 TWh no referencial da emissão, a que corresponde um acréscimo de 1,0%. Esta previsão é mais otimista que a última previsão da REN (49,1TWh, que corresponde a manter o nível de 2015) e está alinhada no que respeita à variação,

⁴ IMF World Economic Outlook (WEO) Update, October 2015

⁵ Banco de Portugal, Boletim Económico – Outubro de 2015

embora ligeiramente acima em valor absoluto, com a previsão efetuada pela EDP em junho de 2015 (+1,0% para 49,7 TWh).

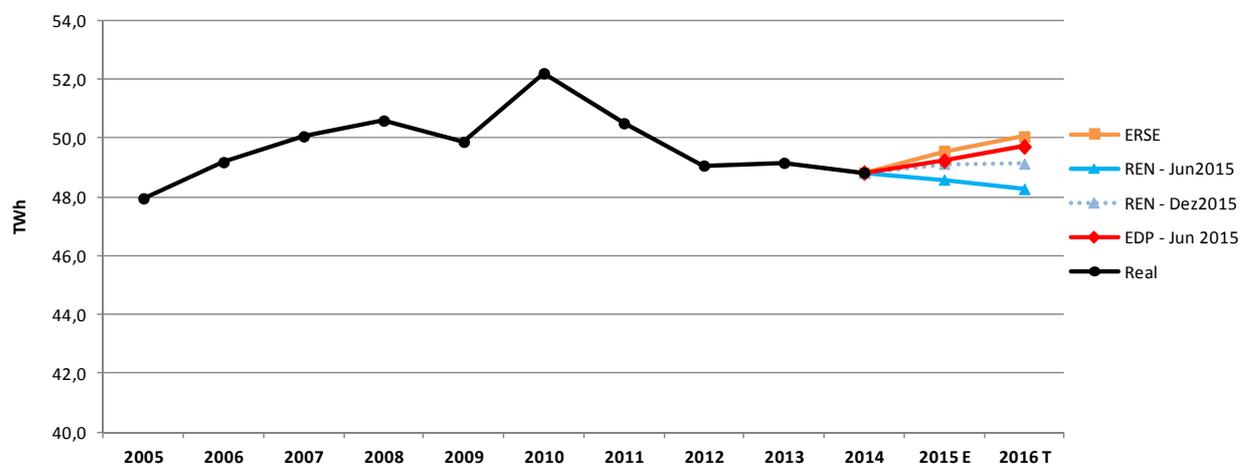
O Quadro 2-4 e a Figura 2-2 sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da EDP Distribuição.

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

	2012 GWh	2013 GWh	2012 / 2013 %	2014 GWh	2013 / 2014 %	2015 GWh	2014 / 2015 %	2016 GWh	2015 / 2016 %	2017 GWh	2016 / 2017 %
Real	49 060	49 152	0,2%	48 822	-0,7%						
Previsões período regulatório 2015-2017						Período regulatório 2015-2017					
REN - Junho 2014						48 814	0,0%	49 184	0,8%	49 796	1,2%
EDP Distribuição - Junho 2014 [1]						49 582	1,6%	50 469	1,8%	52 224	3,5%
Previsões para Tarifas 2016											
REN - Junho 2015						48 580	-0,5%	48 265	-0,6%		
EDP Dist - Junho 2015 [1]						49 229	0,8%	49 709	1,0%		
REN - previsões mensais Dezembro 2015						49 120	0,6%	49 126	0,0%		
ERSE						49 554	1,5%	50 050	1,0%		

[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.

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



No que respeita às entregas de eletricidade a clientes ligados à rede pública, o Quadro 2-5 resume as estimativas para 2015 e previsões 2016 da ERSE, bem como a perspetiva da EDP.

Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental para 2013 a 2016

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP D junho 2015		ERSE Tarifas 2016		Diferenças ERSE - EDP D	
	2013	2014	2015	2016	2015	2016	2015	2016
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	48 545	48 110	48 381	48 862	48 700	49 197	319	335
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 687 11,22%	4 302 10,32%	4 206 10,00%	4 115 9,66%	4 234 10,00%	4 143 9,66%	28	28
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	43 858	43 808	44 175	44 747	44 466	45 054	291	307
(Variação média anual)	-1,8%	-0,1%	0,8%	1,3%	1,5%	1,3%		
BT (Variação média anual)	21 322 -5,0%	20 965 -1,7%	21 019 0,3%	21 217 0,9%	21 158 0,9%	21 363 1,0%	139	146
MT (Variação média anual)	13 793 -0,1%	13 935 1,0%	14 128 1,4%	14 324 1,4%	14 221 2,1%	14 422 1,4%	93	98
AT (Variação média anual)	6 648 2,5%	6 795 2,2%	6 897 1,5%	7 053 2,3%	6 942 2,2%	7 101 2,3%	46	48
MAT (Variação média anual)	2 095 10,2%	2 113 0,8%	2 131 0,9%	2 153 1,0%	2 145 1,5%	2 168 1,0%	14	15

O quadro seguinte resume as aquisições do CUR consideradas pela ERSE no cálculo tarifário de 2016, e os valores homólogos da EDP SU.

Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura de 2013 a 2016

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP SU junho 2015		ERSE Tarifas 2016		Diferenças ERSE - EDP SU	
	2013	2014	2015	2016	2015	2016	2015	2016
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-5 321	-10 969	-14 261	-17 388	-14 199	-17 922	61	-534
+ CESUR	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Produção em regime especial	22 114	21 866	21 447	21 555	20 733	21 555	-714	0
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	2 531 18,12%	1 475 15,96%	1 141 18,87%	654 18,62%	1 092 20,48%	463 14,88%	-49	-191
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	246 1,8%	175 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	111 2,1%	61 2,0%	111	61
Total das aquisições	16 793	10 898	7 186	4 167	6 534	3 633	-652	-534

CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

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

A partir dessa data e até final de 2017, vão vigorar tarifas transitórias para os clientes finais em baixa tensão, publicadas pela ERSE, não podendo a evolução previsional do mercado livre deixar de considerar este facto.

A projeção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o ano de 2016 tem ainda em consideração a seguinte informação:

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

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

- A total passagem a mercado livre dos clientes em AT deverá desenrolar-se até ao final de 2016;
- Os clientes em MT e BTE ainda abastecidos no mercado regulado deverão migrar gradualmente para o mercado livre ao longo do restante ano de 2015 e ainda durante os anos de 2016 e de 2017;
- A passagem de clientes em BTN para mercado livre será relativamente linear durante o resto de 2015 e primeiro semestre de 2016, sendo expectável um novo incremento do ritmo de entrada após o segundo semestre de 2016, com a proximidade do final do período com tarifas transitórias.

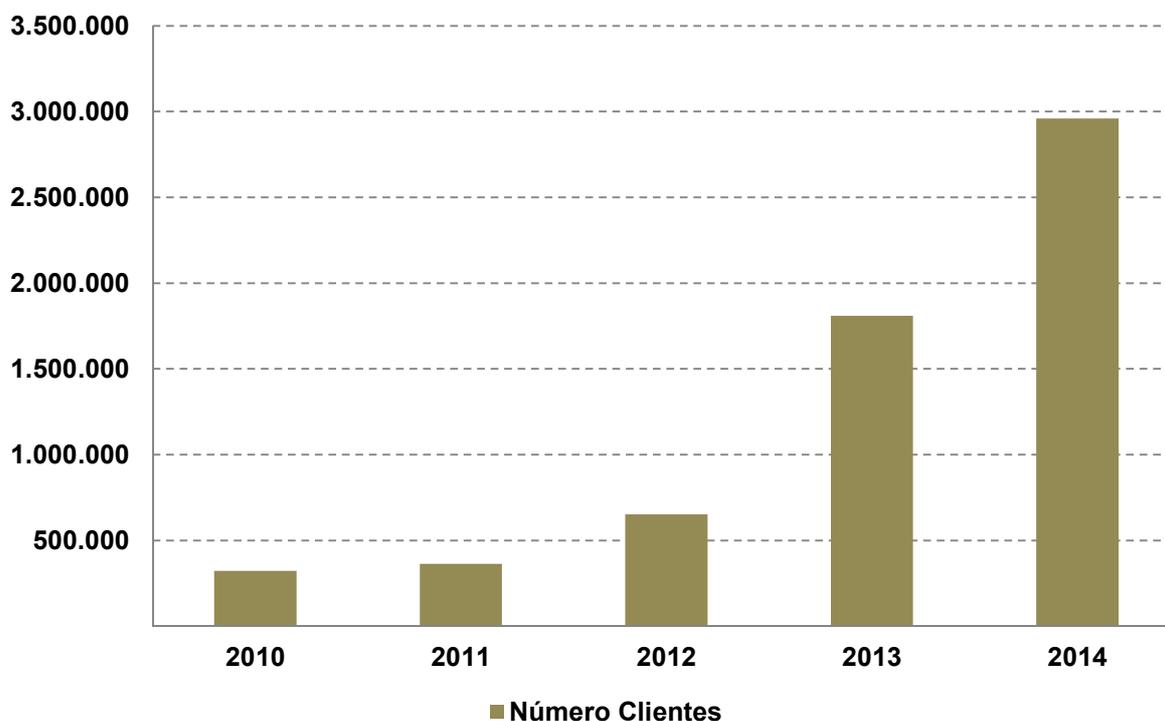
Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2014, cerca de 3 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento superior a 60% face a 2013. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, cujo ritmo de crescimento tem vindo a aumentar. Os restantes segmentos de nível de tensão já estão, na sua maioria, no mercado livre.

No final de 2014 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado⁶ próximo dos 34 TWh, valor cerca de 17% superior ao observado em 2013 e o mais elevado da série histórica de consumos anualizados no mercado livre.

No final do mês de junho de 2015, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 4.093.459, representando o seu consumo cerca de 87,6% do consumo total.

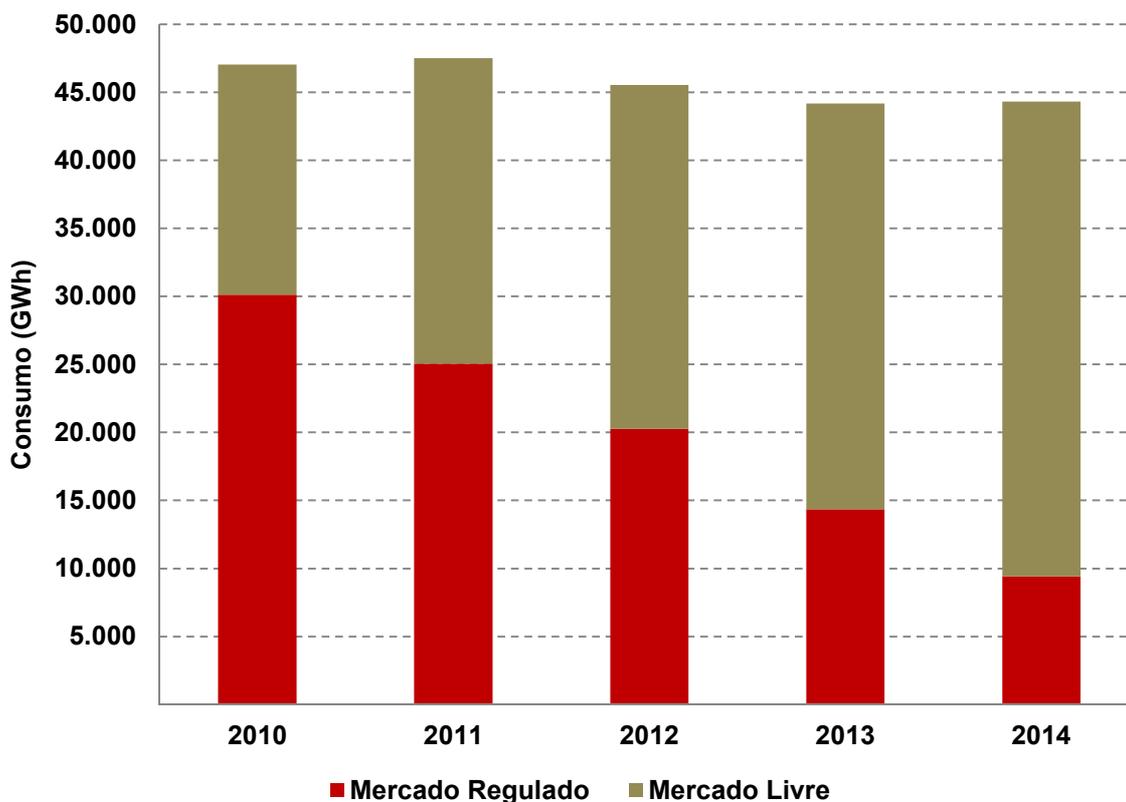
A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2010, já deduzido do número de clientes que mudaram para o comercializador regulado enquanto a migração para o mercado regulado foi possível, consta da Figura 2-3. Por outro lado, a Figura 2-4 apresenta a evolução do consumo médio anual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

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



⁶ Consumo anualizado corresponde ao valor de consumo que o número de consumidores em mercado livre verificaria no período de um ano.

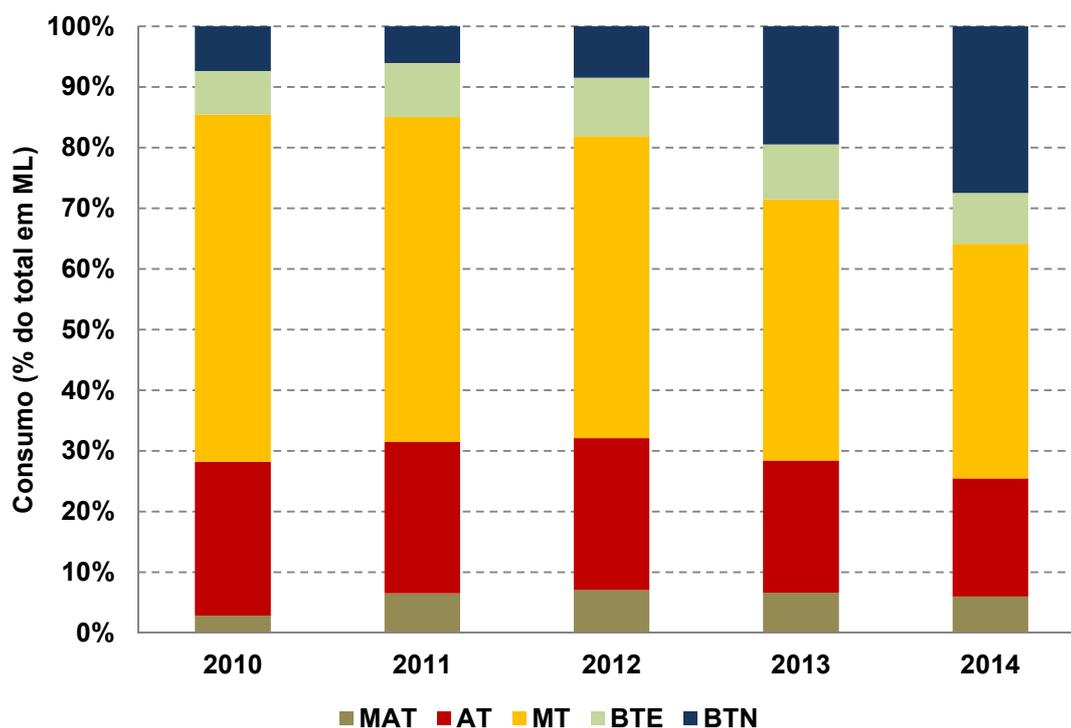
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



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

Por seu lado, a estrutura do consumo atribuído a mercado livre, apresentada na Figura 2-5, demonstra que não houve alterações muito significativas até 2012, com a parte substancial dos consumos a ser atribuível a clientes de AT e MT. Todavia, com a extinção das tarifas para clientes BTN, é notória em 2013 e 2014 a intensificação da migração para mercado de clientes em BTN, facto que vem determinar uma alteração da estrutura do consumo do mercado livre quando caracterizada por nível de tensão.

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



Deste quadro evolutivo, resulta a estimativa de número e consumo de clientes em mercado livre que constam da Figura 2-6 e da Figura 2-7. O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor médio global de cerca de 4,1 milhões clientes em 2015 e cerca de 5 milhões em 2016. No que respeita às estimativas de consumo para 2015 e 2016, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 88% e 93% do consumo total. Em 2015, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual dos clientes de maior consumo individual devido, por um lado, à extinção das tarifas para todos os clientes e, por outro, pela diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado. Este facto contribuiu para a intensificação do ritmo de entrada dos clientes em BTN no mercado livre desde o final de 2012, sendo expectável, neste segmento de clientes, a continuação de uma redução do consumo de forma progressiva e acentuada em mercado regulado.

Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2015 e 2016

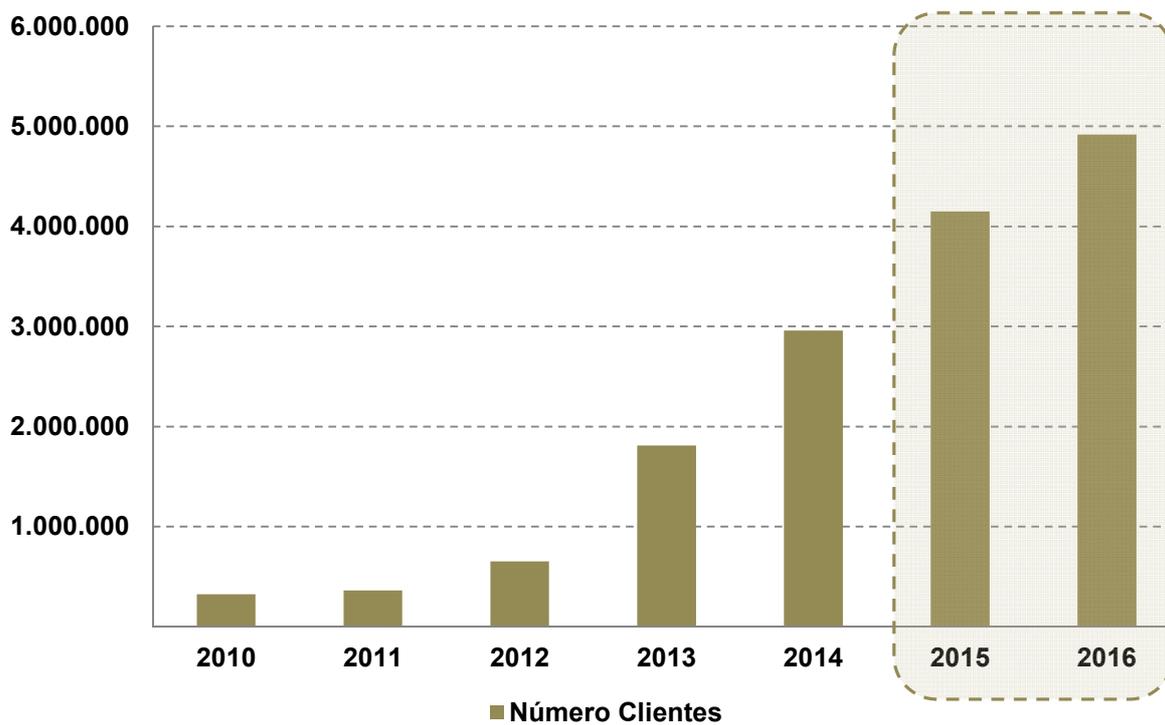
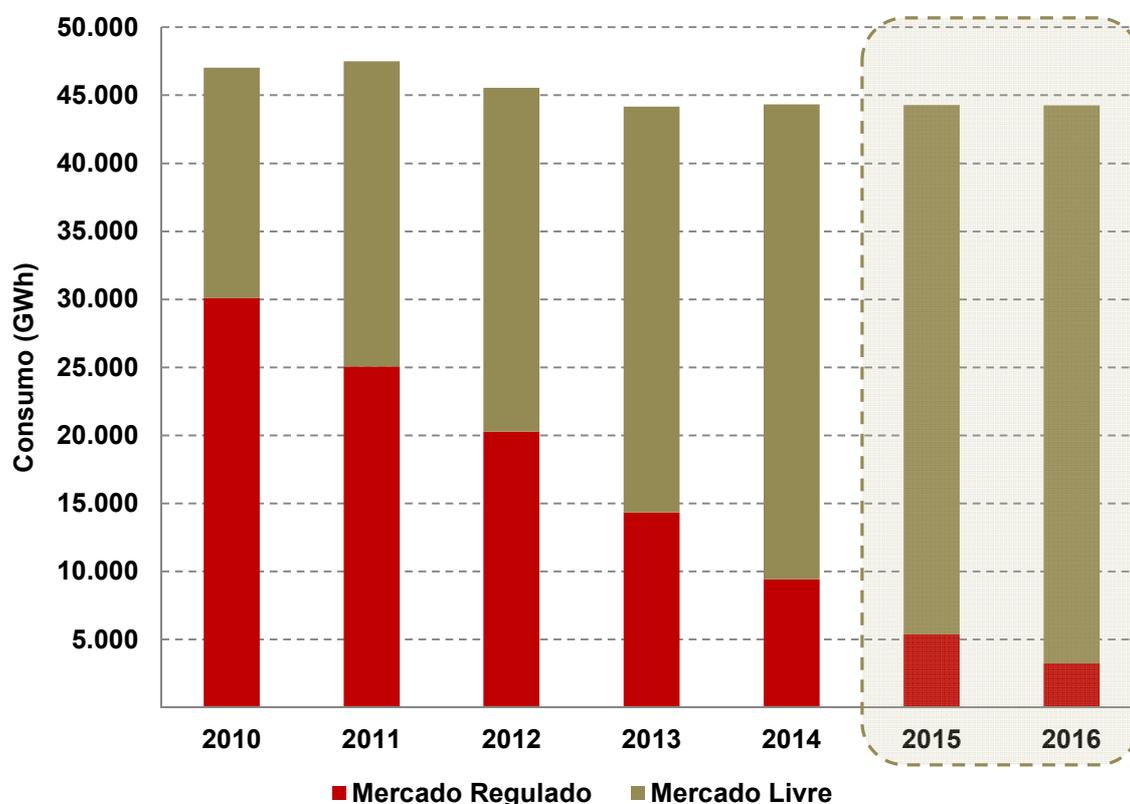


Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2015 e 2016



2.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário a Eletricidade dos Açores (EDA) enviou o balanço de energia elétrica para 2014, a estimativa para 2015 e a previsão para 2016. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê a continuação do decréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2015 (-0,8%), observando-se uma inversão desta tendência a partir de 2016, com um crescimento previsto de 0,5%. A estimativa para 2015 acentua a forte queda do consumo verificada nos últimos anos na Região Autónoma dos Açores, consequência do agravamento das condições económicas e sociais do país, que afetou igualmente esta região. O valor previsto para 2016 reflete a expectativa de retoma do consumo de energia elétrica, particularmente na média tensão, o que se pode associar à recuperação do setor terciário nesta região. Refira-se que, atendendo a esta previsão, se conclui que o valor mínimo dos fornecimentos de energia elétrica desde 2010 deverá registar-se em 2015, correspondendo a uma queda acumulada de cerca de 8,5% (taxa média anual de -1,8%).

A previsão da taxa de perdas na rede é de 7,3%, para 2015 e 2016, valor semelhante ao apurado para 2014.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2013 e 2014, a estimativa para 2015 e a previsão para 2016 da EDA, que foram aceites integralmente pela ERSE para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2016.

Quadro 2-7 - Balço de energia elétrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA (junho 2015) Valores adoptados pela ERSE	
	2013	2014	2015	Tarifas 2016 [2]
EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA (Variação média anual)	773 351 -1,6%	770 118 -0,4%	764 108 -0,8%	767 686 0,5%
- Perdas nas redes (perdas/fornecimentos)	53 683 7,5%	51 770 7,2%	51 845 7,3%	52 175 7,3%
- Consumos Próprios [1]	1 328	1 557	1 479	1 483
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA (Variação média anual)	718 340 -1,6%	716 791 -0,2%	710 785 -0,8%	714 028 0,5%
BT (Variação média anual)	444 076 -2,1%	441 722 -0,5%	447 089 1,2%	448 387 0,3%
MT (Variação média anual)	274 263 -0,7%	275 068 0,3%	263 696 -4,1%	265 641 0,7%

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EDA para 2015.

2.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

De acordo com os prazos regulamentares estabelecidos, a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou os valores reais do balanço de energia elétrica para 2014, estimativas para 2015 e previsões para 2016. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EEM prevê para 2015 e 2016 a manutenção do crescimento do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira já observado no ano de 2014. Esta previsão está em linha a expectativa de recuperação da economia regional, que havia sido fortemente afetada pela conjuntura económica desfavorável. Atendendo a esta previsão, conclui-se que desde 2010 o valor mínimo dos fornecimentos de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira ter-se-á registado em 2013, correspondendo a uma queda acumulada de cerca de 10,1% (taxa média anual de -3,5%).

A previsão da taxa de perdas na rede é de 9,2%, para 2015 e 2016, em linha com o verificado nos anos anteriores.

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 2016.

Quadro 2-8 - Balço de energia elétrica da EEM

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM (junho 2015) Valores adoptados pela ERSE	
	2013	2014	2015	Tarifas 2016 [2]
RAM	848 821	858 949	867 484	878 222
(Variação média anual)	-4,7%	1,2%	1,0%	1,2%
- Perdas nas redes	71 639	72 340	73 020	73 838
(perdas/fornecimentos)	9,2%	9,2%	9,2%	9,2%
- Consumos Próprios [1]	976	990	990	990
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	776 206	785 619	793 475	803 393
(Variação média anual)	-4,7%	1,2%	1,0%	1,2%
BT	585 126	592 413	598 337	605 817
(Variação média anual)	-6,6%	1,2%	1,0%	1,2%
MT	191 080	193 205	195 138	197 577
(Variação média anual)	1,6%	1,1%	1,0%	1,2%

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EEM para 2015.

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 2014 (2014R) e previstos nas tarifas para 2015 (2015T) e nas tarifas para 2016 (2016T), 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

2014 Real	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2 113	6,1%	0	0,0%	0	0,0%	2 113	4,7%	0	0,0%	67	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	67	0,0%
AT	4	0,0%	6 791	19,7%	0	0,0%	0	0,0%	6 795	15,0%	9	0,0%	277	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	286	0,0%
MT	423	4,6%	13 512	39,1%	275	38,4%	193	24,6%	14 403	31,8%	2 422	0,1%	21 199	0,7%	753	0,6%	303	0,2%	24 677	0,4%
BT	8 821	95,4%	12 144	35,1%	442	61,6%	592	75,4%	21 999	48,6%	3 161 052	99,9%	2 894 335	99,3%	121 132	99,4%	136 238	99,8%	6 312 756	99,6%
BTE	349	3,8%	2 859	8,3%	50	7,0%	158	20,2%	3 417	7,5%	5 203	0,2%	28 515	1,0%	605	0,5%	1 176	0,9%	35 499	0,6%
BTN > 20.7 kVA	759	8,2%	1 200	3,5%	42	5,8%	63	8,0%	2 063	4,6%	26 053	0,8%	38 448	1,3%	1 449	1,2%	2 274	1,7%	68 227	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA	7 532	81,4%	8 019	23,2%	347	48,4%	325	41,3%	16 223	35,8%	2 817 963	89,1%	2 711 327	93,0%	113 341	93,0%	129 524	94,9%	5 772 154	91,1%
BTN <= 2.3 kVA	181	2,0%	66	0,2%	3	0,4%	46	5,9%	297	0,7%	311 833	9,9%	116 045	4,0%	5 736	4,7%	3 262	2,4%	436 876	6,9%
TOTAL	9 247	100,0%	34 561	100,0%	717	100,0%	786	100,0%	45 311	100,0%	3 163 483	100,0%	2 915 878	100,0%	121 884	100,0%	136 541	100,0%	6 337 786	100,0%

2015T	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%	2 148	5,4%	0	0,0%	0	0,0%	2 148	4,7%	0	0,0%	68	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	68	0,0%
AT	0	0,0%	7 032	17,6%	0	0,0%	0	0,0%	7 032	15,2%	0	0,0%	289	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	289	0,0%
MT	168	3,6%	13 811	34,5%	263	37,2%	194	24,6%	14 436	31,3%	853	0,0%	22 850	0,6%	757	0,6%	303	0,2%	24 763	0,4%
BT	4 476	96,4%	16 983	42,5%	444	62,8%	595	75,4%	22 499	48,8%	2 237 379	100,0%	3 827 199	99,4%	121 169	99,4%	136 267	99,8%	6 322 015	99,6%
BTE	180	3,9%	3 155	7,9%	48	6,8%	159	20,1%	3 542	7,7%	2 564	0,1%	31 175	0,8%	610	0,5%	1 190	0,9%	35 539	0,6%
BTN > 20.7 kVA	439	9,4%	1 687	4,2%	41	5,8%	69	8,8%	2 236	4,8%	22 928	1,0%	47 154	1,2%	1 467	1,2%	2 299	1,7%	73 849	1,2%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA	3 710	79,9%	12 081	30,2%	351	49,7%	365	46,3%	16 508	35,8%	1 922 477	85,9%	3 628 898	94,2%	113 126	92,8%	129 941	95,1%	5 794 441	91,3%
BTN <= 2.3 kVA	147	3,2%	61	0,2%	3	0,5%	2	0,3%	213	0,5%	289 410	12,9%	119 972	3,1%	5 966	4,9%	2 838	2,1%	418 187	6,6%
TOTAL	4 644	100,0%	39 973	100,0%	707	100,0%	790	100,0%	46 114	100,0%	2 238 233	100,0%	3 850 406	100,0%	121 926	100,0%	136 570	100,0%	6 347 134	100,0%

2016T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2 168	5,2%	0	0,0%	0	0,0%	2 168	4,7%	0	0,0%	69	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	69	0,0%
AT	0	0,0%	7 101	16,9%	0	0,0%	0	0,0%	7 101	15,2%	0	0,0%	296	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	296	0,0%
MT	142	4,6%	14 280	34,0%	266	37,2%	198	24,6%	14 885	32,0%	834	0,1%	23 228	0,5%	763	0,6%	303	0,2%	25 128	0,4%
BT	2 968	95,4%	18 395	43,9%	448	62,8%	606	75,4%	22 417	48,1%	1 102 229	99,9%	4 974 891	99,5%	121 850	99,4%	136 238	99,8%	6 335 208	99,6%
BTE	147	4,7%	3 170	7,6%	48	6,7%	162	20,2%	3 527	7,6%	1 976	0,2%	32 006	0,6%	611	0,5%	1 176	0,9%	35 769	0,6%
BTN > 20.7 kVA	253	8,1%	1 738	4,1%	39	5,5%	64	8,0%	2 094	4,5%	9 125	0,8%	55 607	1,1%	1 446	1,2%	2 277	1,7%	68 454	1,1%
BTN <= 20.7 kVA	2 508	80,6%	13 296	31,7%	359	50,2%	377	47,0%	16 540	35,5%	982 878	89,1%	4 566 126	91,4%	114 025	93,0%	129 524	94,9%	5 792 553	91,1%
BTN <= 2.3 kVA	60	1,9%	191	0,5%	3	0,4%	2	0,3%	256	0,6%	108 250	9,8%	321 153	6,4%	5 768	4,7%	3 262	2,4%	436 433	6,9%
TOTAL	3 110	100,0%	41 944	100,0%	714	100,0%	803	100,0%	46 571	100,0%	1 103 063	100,0%	4 998 484	100,0%	122 613	100,0%	136 541	100,0%	6 360 701	100,0%

3 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

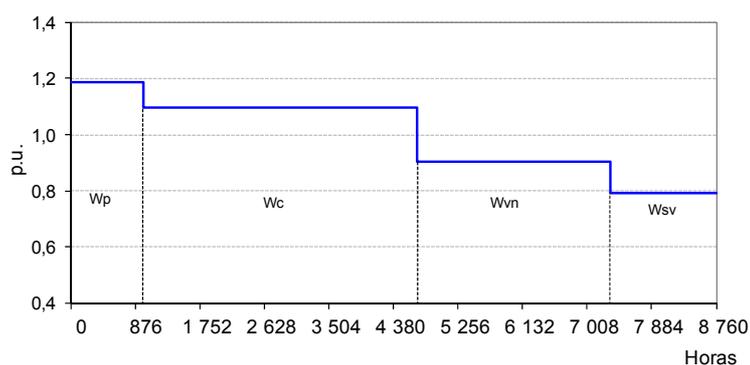
O Quadro 3-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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	6 548 145
	Horas cheias	22 902 262
	Horas de vazio normal	13 235 589
	Horas de super vazio	6 510 974

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 2016



	UGS
Potência média anual [MW]	5 601

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	141 651
	Contratada	724 509
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	87 697
	Horas cheias	449 303
	Horas de vazio normal	348 315
	Horas de super vazio	206 316
Períodos II, III	Horas de ponta	50 968
	Horas cheias	473 820
	Horas de vazio normal	348 999
	Horas de super vazio	202 084
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	75 976 513
	Capacitiva	37 760 015

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	6 440 521
	Contratada	8 267 754
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 103 216
	Horas cheias	10 792 870
	Horas de vazio normal	6 469 073
	Horas de super vazio	3 100 266
Períodos II, III	Horas de ponta	2 306 264
	Horas cheias	11 186 269
	Horas de vazio normal	6 069 201
	Horas de super vazio	3 002 308
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	71 837 433
	Capacitiva	79 434 720

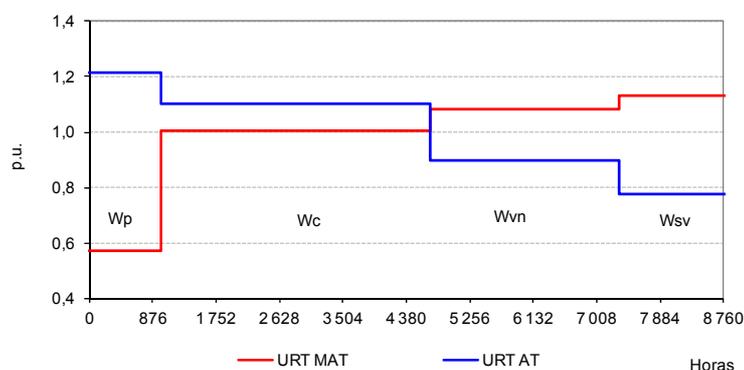
O quadro seguinte apresenta ainda as quantidades consideradas no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores.

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	30 731 949
	Horas de vazio	18 850 472

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 2016

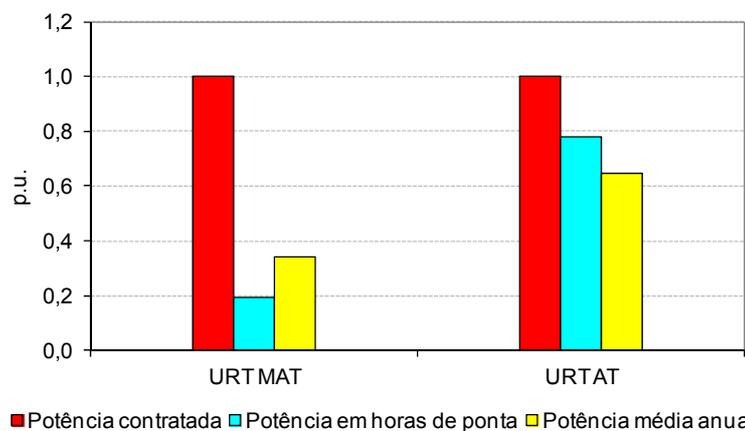


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	247	5 354

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]	725	8 268

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 2016 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	2 168	4,8%	69	0,0%
AT	7 101	15,8%	296	0,0%
MT	14 422	32,0%	24 062	0,4%
BT	21 363	47,4%	6 077 121	99,6%
BTE	3 317	15,5%	33 982	0,6%
BTN	18 046	84,5%	6 043 139	99,4%
Total	45 054	100,0%	6 101 547	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_{MT}).

Os valores dos coeficientes potência contratada / potência em horas de ponta fixados para 2016 são iguais entre si, de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 4-2 - Coeficientes Potência contratada / Potência em horas de ponta de uso de redes para 2016

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

4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

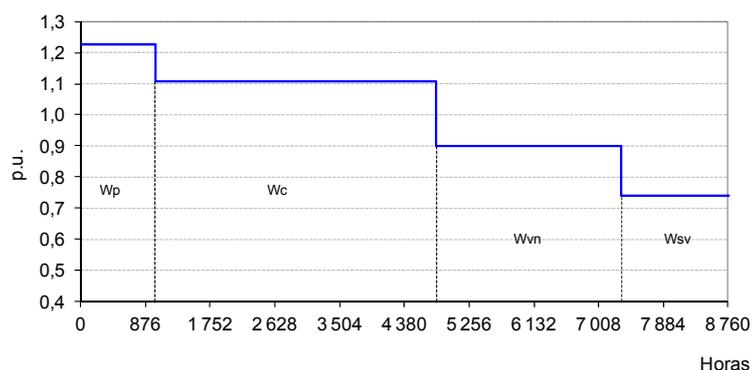
O Quadro 4-3 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia estão no referencial de entrega a clientes finais.

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

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência contratada (kW)		
MAT		724 509
AT		1 471 278
MT		5 970 010
BTE		1 962 643
BTN >		2 230 413
BTN <		34 146 775
Energia ativa (MWh)		
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 196 860
	Horas cheias	21 427 023
	Horas de vazio normal	11 679 115
	Horas de super vazio	5 750 733
MAT		2 167 501
AT		7 101 214
MT		14 422 079
BTE		3 317 266
BTN >		1 990 643
BTN <		16 055 027

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 2016



	UGS
Potência média anual [MW]	5 561

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	141 651
	Contratada	724 509
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	87 697
	Horas cheias	449 303
	Horas de vazio normal	348 315
	Horas de super vazio	206 316
Períodos II, III	Horas de ponta	50 968
	Horas cheias	473 820
	Horas de vazio normal	348 999
	Horas de super vazio	202 084
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	75 976 513
	Capacitiva	37 760 015

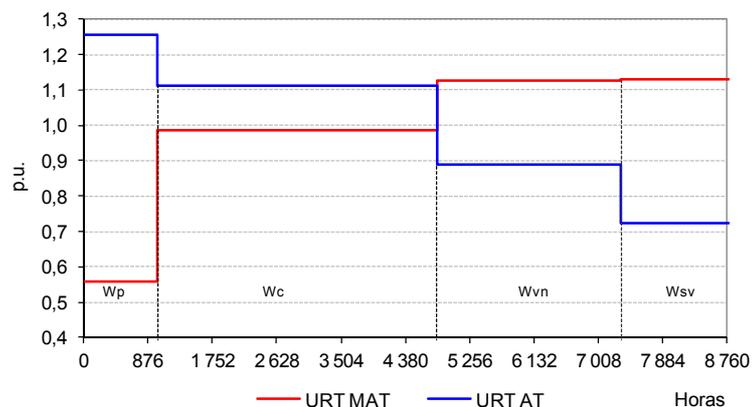
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de 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	6 663 301
	Contratada	8 286 242
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 178 312
	Horas cheias	10 996 476
	Horas de vazio normal	6 049 154
	Horas de super vazio	2 843 976
Períodos II, III	Horas de ponta	2 558 788
	Horas cheias	11 486 625
	Horas de vazio normal	5 803 313
	Horas de super vazio	2 774 332
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 2016

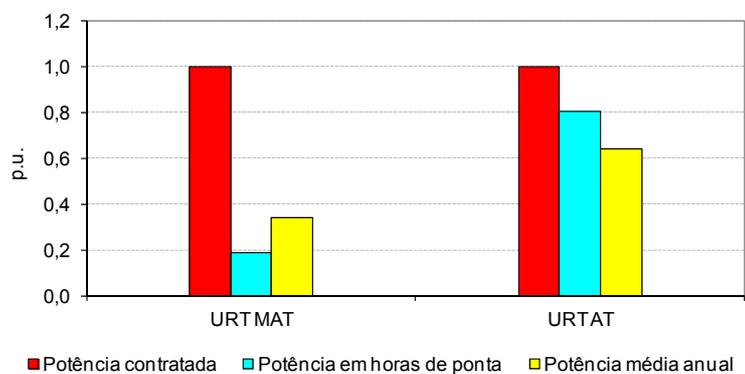


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	247	5 315

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]	725	8 286

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

4.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

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

Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URDAT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 557 076
	Contratada	8 636 462
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 111 703
	Horas cheias	10 838 237
	Horas de vazio normal	5 976 834
	Horas de super vazio	2 815 539
Períodos II, III	Horas de ponta	2 517 997
	Horas cheias	11 321 333
	Horas de vazio normal	5 733 933
	Horas de super vazio	2 746 592
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	131 109 424
	Capacitiva	35 153 423

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

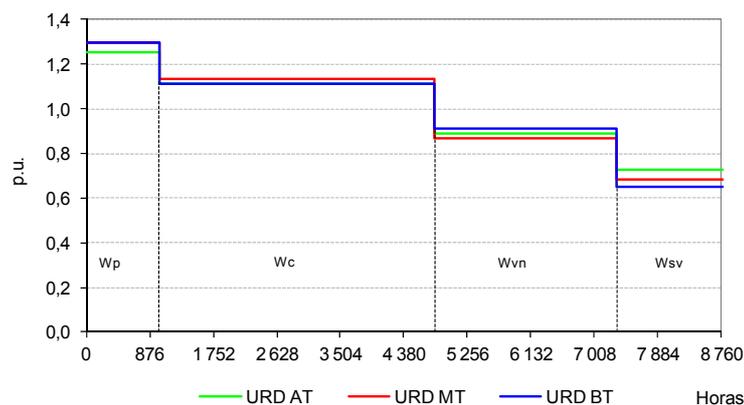
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	5 502 113
	Contratada	10 102 559
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 475 361
	Horas cheias	9 039 627
	Horas de vazio normal	4 795 091
	Horas de super vazio	2 172 743
Períodos II, III	Horas de ponta	2 116 661
	Horas cheias	9 315 833
	Horas de vazio normal	4 506 167
	Horas de super vazio	2 087 090
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	600 339 262
	Capacitiva	131 189 883

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	3 029 859
	Contratada	38 339 831
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 044 677
	Horas cheias	5 212 708
	Horas de vazio normal	2 999 293
	Horas de super vazio	1 225 392
Períodos II, III	Horas de ponta	1 132 611
	Horas cheias	5 074 053
	Horas de vazio normal	2 583 053
	Horas de super vazio	1 091 149
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	306 423 538
	Capacitiva	60 807 703

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 2016

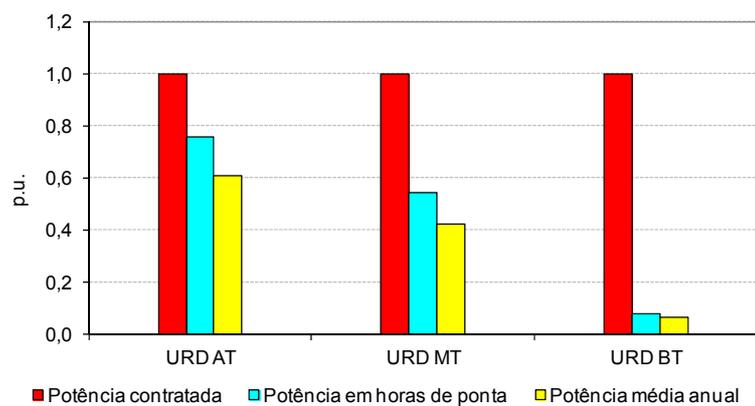


	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual [MW]	5 244	4 270	2 432

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]	8 636	10 103	38 340

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

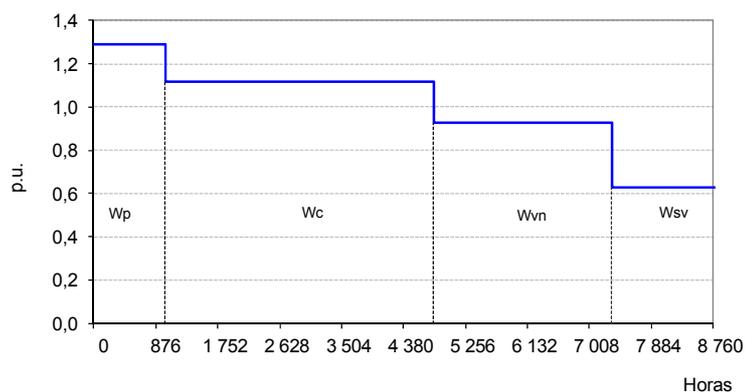
No Quadro 5-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa Transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até 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	343 625
	Horas cheias	862 494
	Horas de vazio normal	504 740
	Horas de super vazio	197 348
Períodos II, III	Horas de ponta	178 109
	Horas cheias	838 237
	Horas de vazio normal	427 863
	Horas de super vazio	173 110

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]	401

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

5.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

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

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

COMERCIALIZAÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	834
Energia ativa	(MWh)	141 769
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1 976
Energia ativa	(MWh)	147 013
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1 100 253
Energia ativa	(MWh)	2 820 733

6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Os valores utilizados no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN do comercializador de último recurso apresentam-se no Quadro 6-1 ao Quadro 6-8. No Quadro 6-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 6-2 ao Quadro 6-8 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação.

A procura prevista, para as entregas nos referidos níveis de tensão, baseia-se na caracterização da procura agregada do mercado regulado e do mercado livre em 2014, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2016 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	0	0,0%	0	0,0%
AT	0	0,0%	0	0,0%
MT	142	4,6%	834	0,1%
BT	2 968	95,4%	1 102 229	99,9%
BTE	147	5,0%	1 976	0,2%
BTN	2 821	95,0%	1 100 253	99,8%
Total	3 110	100,0%	1 103 063	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 MT

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		834	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	10 732	
	Contratada	21 271	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10 170	
	Contratada	31 229	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	516	
	Contratada	6 184	
Energia ativa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	6 172
		Horas cheias	17 447
		Horas de vazio normal	8 508
		Horas de super vazio	4 857
	Períodos II, III	Horas de ponta	4 105
		Horas cheias	18 876
		Horas de vazio normal	8 656
		Horas de super vazio	4 796
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	5 676
		Horas cheias	15 030
		Horas de vazio normal	6 528
		Horas de super vazio	3 688
	Períodos II, III	Horas de ponta	4 250
		Horas cheias	17 469
		Horas de vazio normal	7 771
		Horas de super vazio	4 183
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	270
		Horas cheias	688
		Horas de vazio normal	416
		Horas de super vazio	219
	Períodos II, III	Horas de ponta	241
		Horas cheias	1 017
		Horas de vazio normal	583
		Horas de super vazio	322
Energia reativa (kvarh)			
Indutiva		5 901 317	
Capacitiva		1 289 593	

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		1 976	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	8 926	
	Contratada	26 804	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	11 648	
	Contratada	60 175	
Energia ativa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	10 731
		Horas cheias	31 711
		Horas vazio normal	12 624
		Horas de super vazio	6 384
	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	15 353
		Horas cheias	43 749
		Horas vazio normal	17 627
		Horas de super vazio	8 833
Energia reativa (kvarh)			
Indutiva		13 579 909	
Capacitiva		2 694 842	

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa de longas utilizações	27,6	237
	34,5	88
	41,4	83
Tarifa de médias utilizações	27,6	2 941
	34,5	2 622
	41,4	3 035
Energia ativa		(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	4 834
	Horas cheias	16 225
	Horas vazio	21 847
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	40 520
	Horas cheias	108 160
	Horas vazio	59 392

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa tri-horária	27,6	40
	34,5	36
	41,4	42
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	227
	Horas cheias	723
	Horas de vazio	741

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2016

Procura considerada nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES	
Potência contratada		(nº de clientes)	
Tarifa simples	3,45	443 711	
	4,6	35 665	
	5,75	16 110	
	6,9	197 389	
	10,35	50 517	
	13,8	18 995	
	17,25	5 990	
	20,7	21 655	
	3,45	32 654	
	4,6	12 521	
	5,75	6 521	
	6,9	60 675	
	10,35	16 306	
	13,8	8 023	
Tarifa bi-horária	17,25	2 723	
	20,7	8 740	
	3,45	6 594	
	4,6	2 932	
	5,75	1 873	
	6,9	6 161	
	10,35	3 020	
	13,8	1 541	
	17,25	646	
	20,7	1 141	
	Energia ativa		MWh
	Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		1 158 077
	Tarifa simples $> 6,9$ kVA		480 115
	Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	193 461
Horas de vazio		131 644	
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	171 772	
	Horas de vazio	113 479	
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	23 180	
	Horas de cheias	42 985	
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de vazio	54 345	
	Horas de ponta	11 581	
	Horas de cheias	36 703	
	Horas de vazio	75 949	

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples (kVA)	1,15	96 231
	2,3	12 019
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		60 307

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada	(nº de clientes)	
Tarifa simples	3,45	6 491
	4,6	114
	5,75	35
	6,9	7 709
	10,35	3 588
	13,8	742
	17,25	148
	20,7	634
	3,45	23
	4,6	4
Tarifa bi-horária	5,75	2
	6,9	161
	10,35	302
	13,8	140
	17,25	49
	20,7	216
Tarifa tri-horária	3,45	10
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	281
	10,35	103
	13,8	36
	17,25	1
	20,7	9
Energia ativa	(MWh)	
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		4 320
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		6 857
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	139
	Horas de vazio	129
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	1 381
	Horas de vazio	1 385
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	8
	Horas de cheias	22
	Horas de vazio	19
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	37
	Horas de cheias	94
	Horas de vazio	73

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

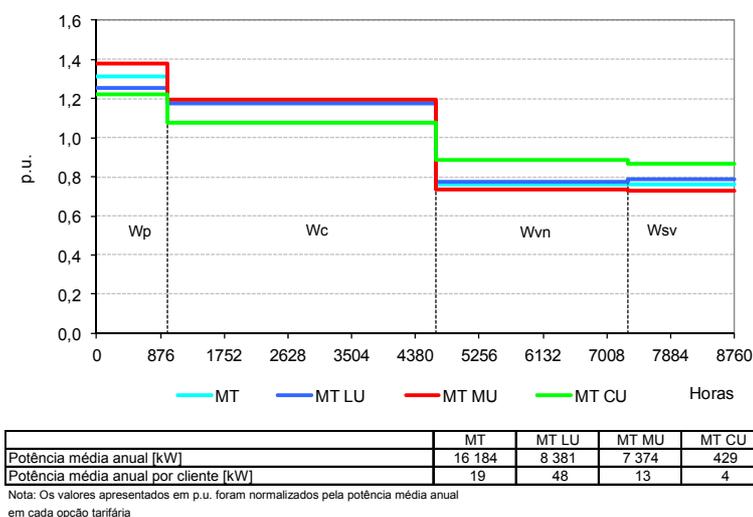
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

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

6.2.1 MÉDIA TENSÃO

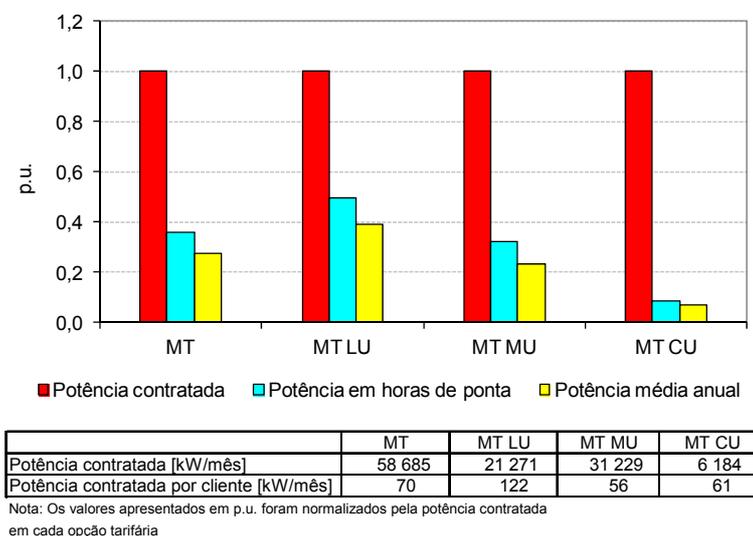
Na Figura 6-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (MT LU), Médias Utilizações (MT MU) e Curtas Utilizações (MT CU).

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



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

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

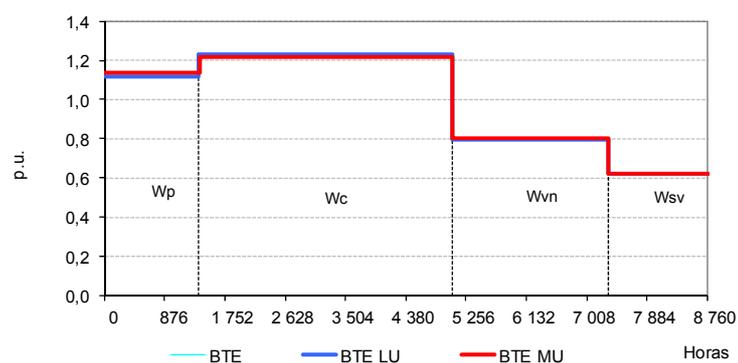


Verifica-se, na Figura 6-2, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registrando-se, na opção de longas utilizações o valor mais elevado de utilização da potência contratada da tarifa de MT (3 450 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 2 068 e 607 horas, respetivamente.

6.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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

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

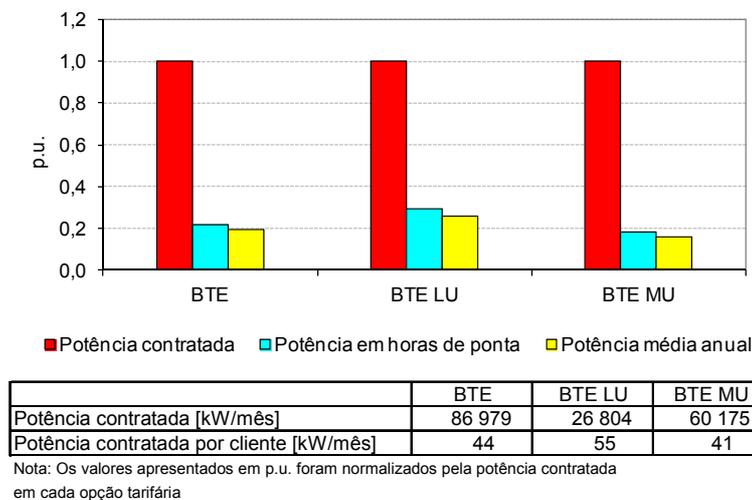


	BTE	BTE LU	BTE MU
Potência média anual [kW]	16.773	7.009	9.764
Potência média anual por cliente [kW]	8	14	7

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

Da Figura 6-4 pode concluir-se que, relativamente ao nível de tensão MT e opções de longas e médias utilizações, os rácios entre a potência em horas de ponta e a potência contratada e entre a potência média anual e a potência contratada são mais reduzidos.

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



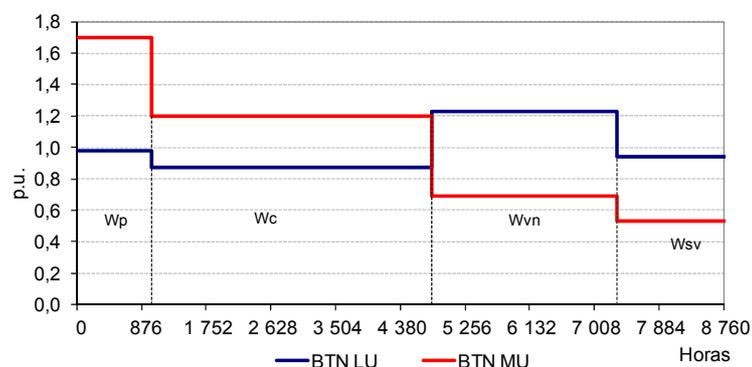
Na BTE as opções tarifárias de longas e de médias utilizações apresentam utilizações da potência contratada de, respetivamente, 2 291 e 1 421 horas.

6.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

Na Figura 6-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (BTN LU) e Médias Utilizações (BTN MU).

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10.2. relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 6-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária



	BTN LU	BTN MU
Potência média anual [kW]	4 885	23 688
Potência média anual por cliente [kW]	12	3

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

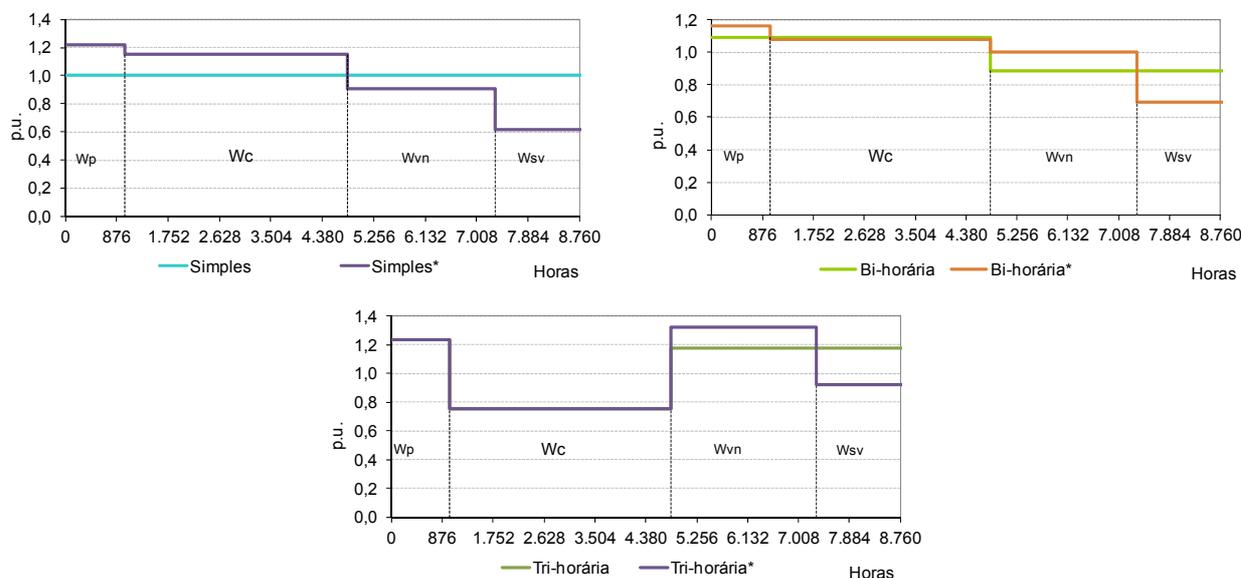
Os diagramas de carga das duas opções tarifárias de BTN com potência contratada maior que 20,7 kVA foram construídos com base no balanço de energia previsto para 2016.

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

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

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

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



	Simple	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual [kW]	186 497	69 485	27 862
Potência média anual por cliente [kW]	0,24	0,47	1,17

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

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

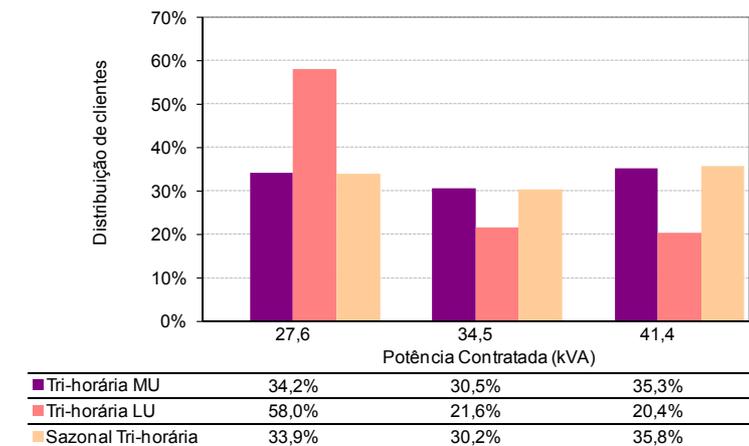
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga. O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da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

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

6.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA EM BAIXA TENSÃO NORMAL

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

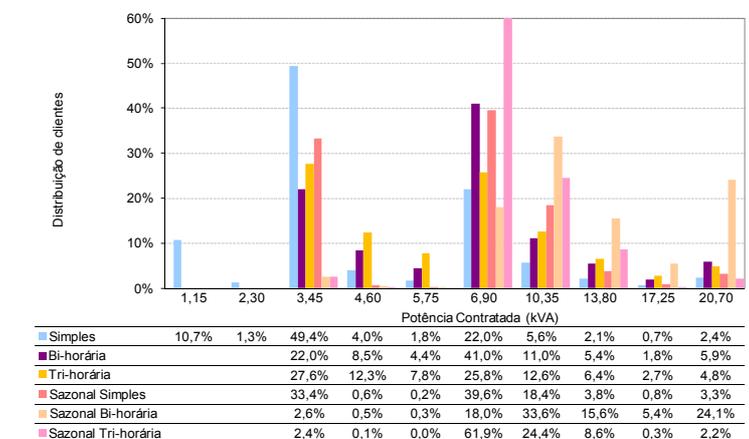
Figura 6-7 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	Tri-horária MU	Tri-horária LU	Sazonal Tri-horária
	8 598	408	118

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

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



Número de clientes por opção tarifária	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simples	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária
	898 282	148 161	23 907	19 459	898	421

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

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

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

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

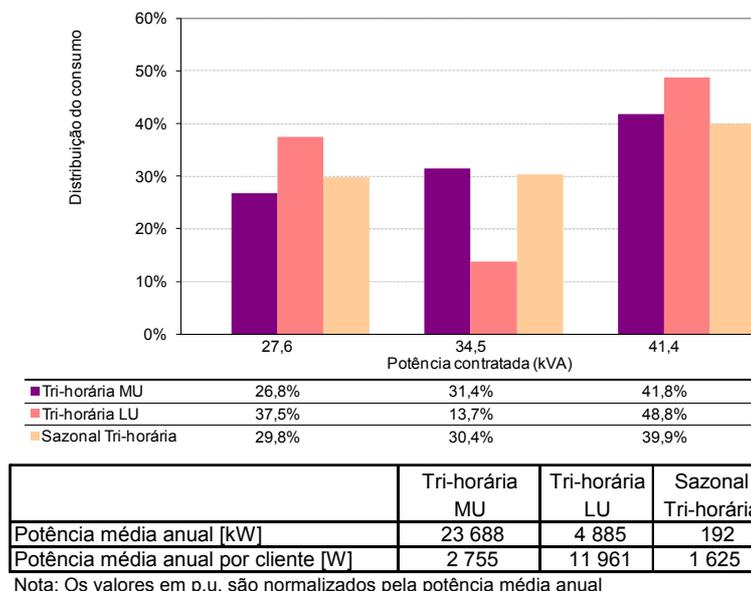
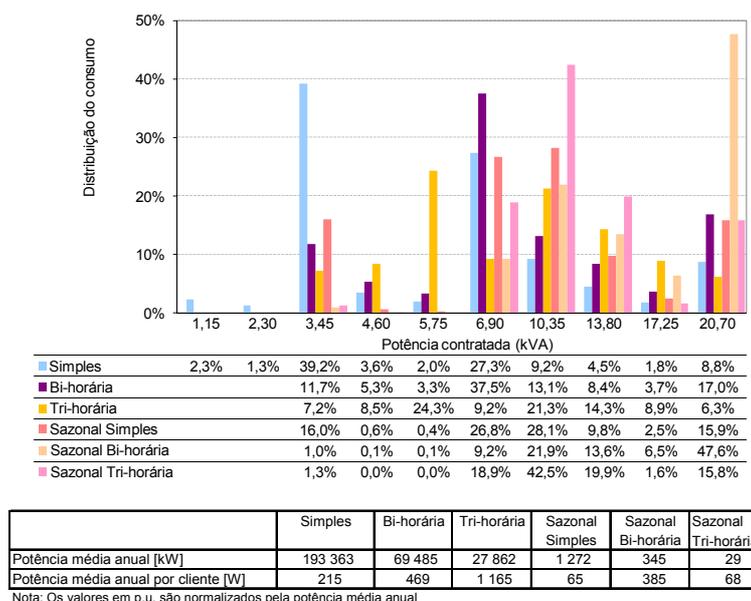


Figura 6-10 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)



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

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

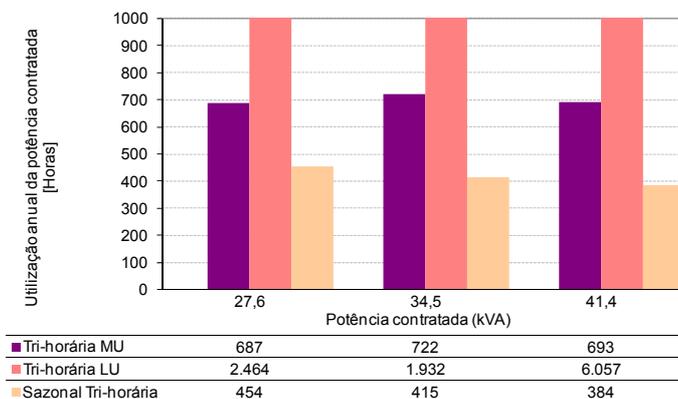
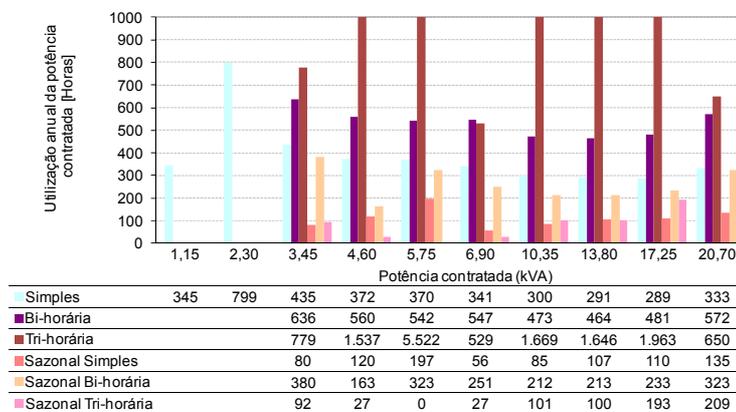


Figura 6-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN ≤ 20,7 kVA)



7 PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO

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

As entregas de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do ML apresentam-se do Quadro 7-1 ao Quadro 7-8. No Quadro 7-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 7-2 ao Quadro 7-8 apresentam-se, para cada nível de tensão, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são previstos tendo por base as estruturas de consumo conjuntas dos mercados livre e regulado em 2014, bem como os consumos do balanço de energia elétrica projetados para 2016.

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	2 168	5,2%	69	0,0%
AT	7 101	16,9%	296	0,0%
MT	14 280	34,0%	23 228	0,5%
BT	18 395	43,9%	4 974 891	99,5%
BTE	3 170	17,2%	32 006	0,6%
BTN	15 225	82,8%	4 942 886	99,4%
Total	41 944	100,0%	4 998 484	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	141 651
	Contratada	724 509
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	87 697
	Horas cheias	449 303
	Horas de vazio normal	348 315
	Horas de super vazio	206 316
Períodos II, III	Horas de ponta	50 968
	Horas cheias	473 820
	Horas de vazio normal	348 999
	Horas de super vazio	202 084
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	75 976 513
	Capacitiva	37 760 015

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)		296
Potência (kW)		
	Horas de ponta	795 263
	Contratada	1 471 278
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	472 305
	Horas cheias	1 423 465
	Horas de vazio normal	1 020 628
	Horas de super vazio	584 566
Períodos II, III	Horas de ponta	301 429
	Horas cheias	1 618 893
	Horas de vazio normal	1 076 358
	Horas de super vazio	603 568
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	131 109 424
	Capacitiva	35 153 423

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		23 228
Potência (kW)		
	Horas de ponta	2 157 545
	Contratada	5 911 325
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 220 641
	Horas cheias	3 340 769
	Horas de vazio normal	1 556 597
	Horas de super vazio	882 710
Períodos II, III	Horas de ponta	865 818
	Horas cheias	3 763 482
	Horas de vazio normal	1 713 409
	Horas de super vazio	936 883
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	594 437 945
	Capacitiva	129 900 290

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)	32 006
Potência	(kW)	
	Horas de ponta	443 678
	Contratada	1 875 663
Energia ativa	(MWh)	
	Horas de ponta	562 506
	Horas cheias	1 627 264
	Horas de vazio normal	652 332
	Horas de super vazio	328 151
Energia reativa	(kvarh)	
	Indutiva	292 843 628
	Capacitiva	58 112 861

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada	(nº de clientes)	
	27,6	19 613
Tarifa tri-horária	34,5	16 733
	41,4	19 261
Energia ativa	(MWh)	
	Horas de ponta	313 527
Tarifa tri-horária	Horas cheias	860 549
	Horas de vazio	563 898

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada	(nº de clientes)	
	3,45	2 091 487
	4,6	166 220
	5,75	75 003
	6,9	952 819
	10,35	251 353
	13,8	91 689
	17,25	28 512
	20,7	103 544
	3,45	151 807
	4,6	58 189
	5,75	30 305
Tarifa bi-horária	6,9	282 623
	10,35	77 154
	13,8	37 920
	17,25	12 875
	20,7	41 607
	3,45	30 681
	4,6	13 625
	5,75	8 699
Tarifa tri-horária	6,9	29 832
	10,35	14 510
	13,8	7 326
	17,25	3 004
	20,7	5 343
Energia ativa	(MWh)	
Tarifa simples		8 744 791
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 944 487
	Horas de vazio	1 307 645
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	184 539
	Horas cheias	423 116
	Horas de vazio	691 295

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	285 495
	2,3	35 658
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		191 090

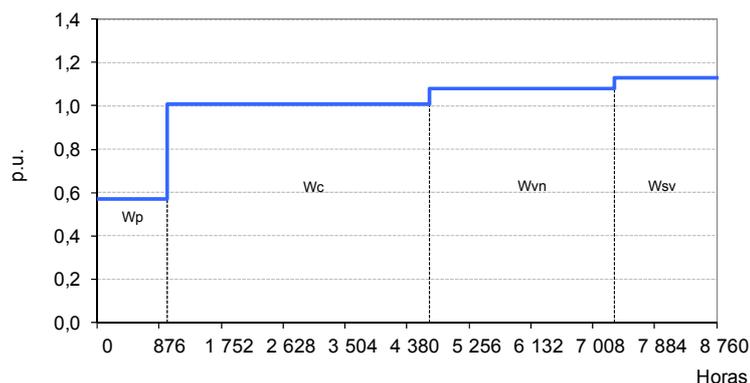
7.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO DOS CLIENTES NO MERCADO

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

7.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

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

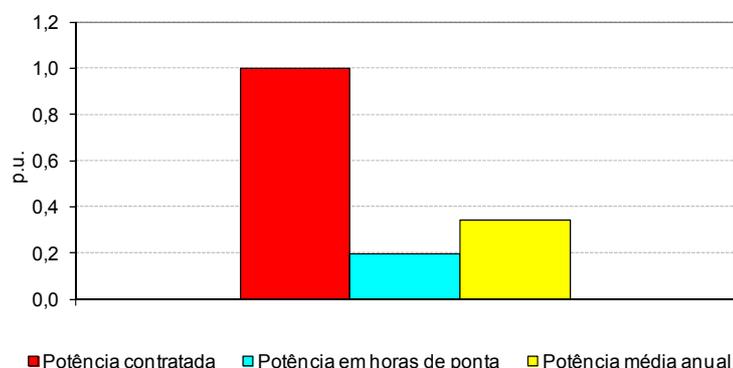
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário



	MAT
Potência média anual [kW]	246.756
Potência média anual por cliente [kW]	3.576

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

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



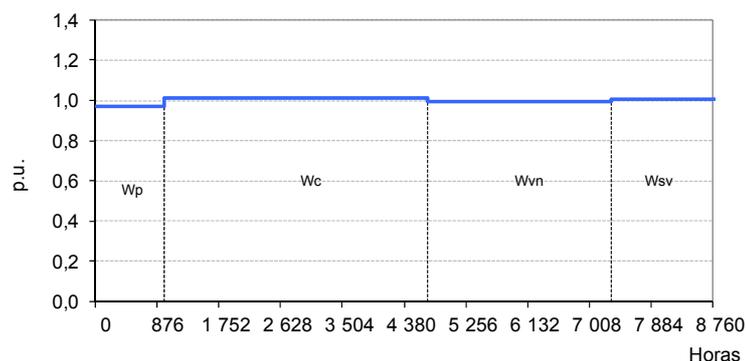
	MAT
Potência contratada [kW/mês]	724 509
Potência contratada por cliente [kW/mês]	10 500

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

7.2.2 ALTA TENSÃO

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

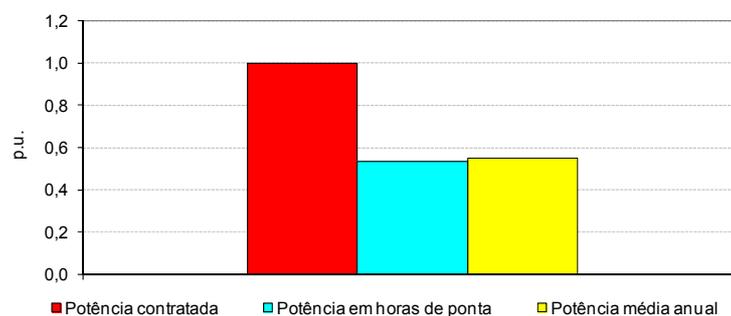
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário



	AT
Potência média anual [kW]	808.426
Potência média anual por cliente [kW]	2 734

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



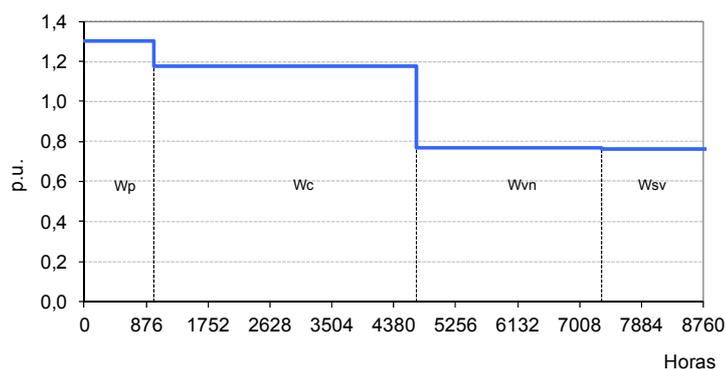
	AT
Potência contratada [kW/mês]	1 471 278
Potência contratada por cliente [kW/mês]	4 976

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.

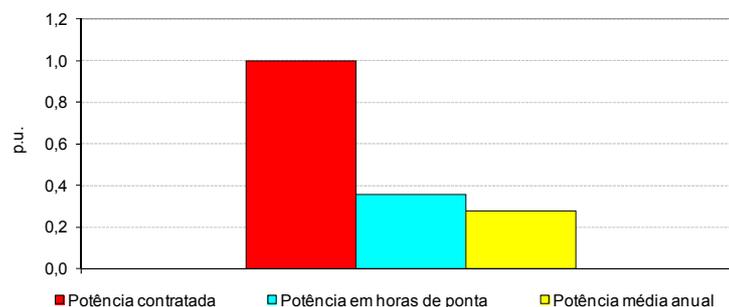
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário



	MT
Potência média anual [kW]	1.625.718
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



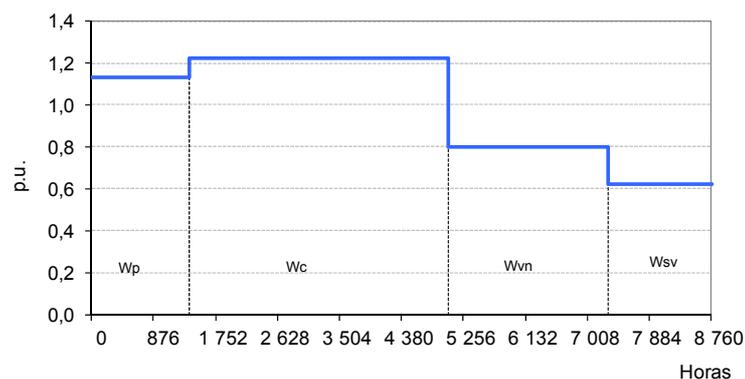
	MT
Potência contratada [kW/mês]	5 911 325
Potência contratada por cliente [kW/mês]	254

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

7.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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

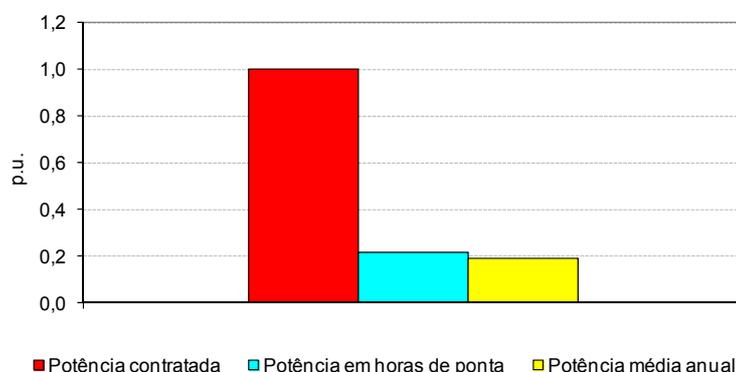
Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário



	BTE
Potência média anual [kW]	361.711
Potência média anual por cliente [kW]	11

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

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



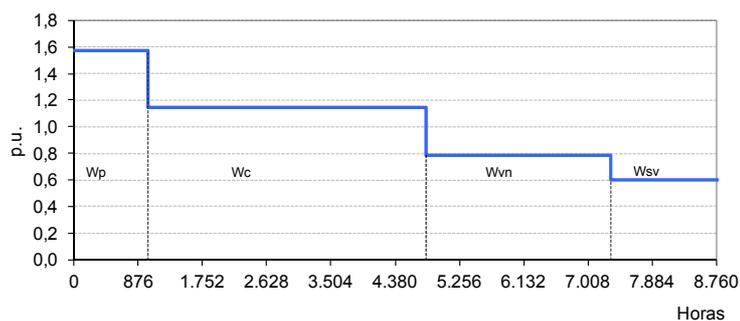
	BTE
Potência contratada [kW/mês]	1 875 663
Potência contratada por cliente [kW/mês]	59

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

7.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

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

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

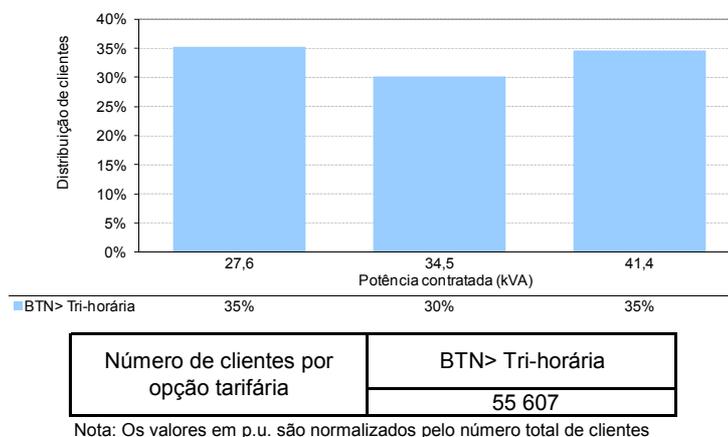


	BTN> Tri-horária
Potência média anual [kW]	197 857
Potência média anual por cliente [kW]	3,56
Consumo médio anual por cliente [kWh]	31.255

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

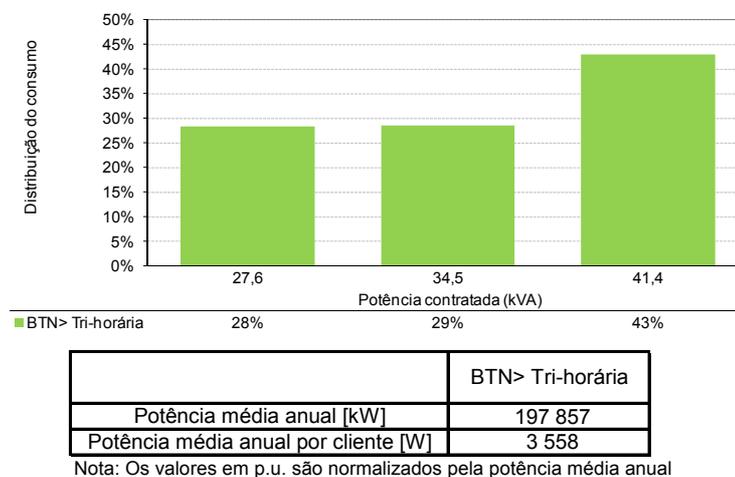
Na Figura 7-10 apresenta-se a distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em BTN> 20,7 kVA.

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



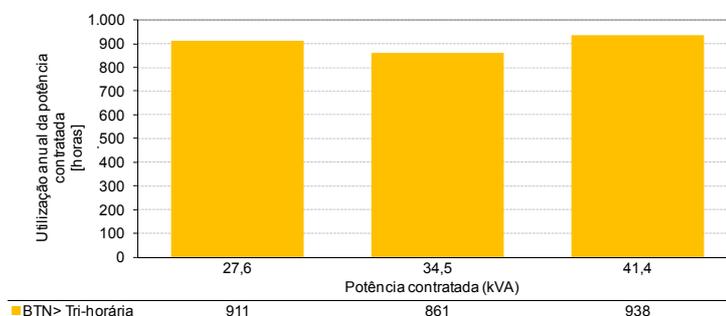
Na Figura 7-11 apresenta-se a distribuição de consumo por escalão de potência contratada para os clientes no mercado liberalizado em BTN>20,7 kVA.

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



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

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

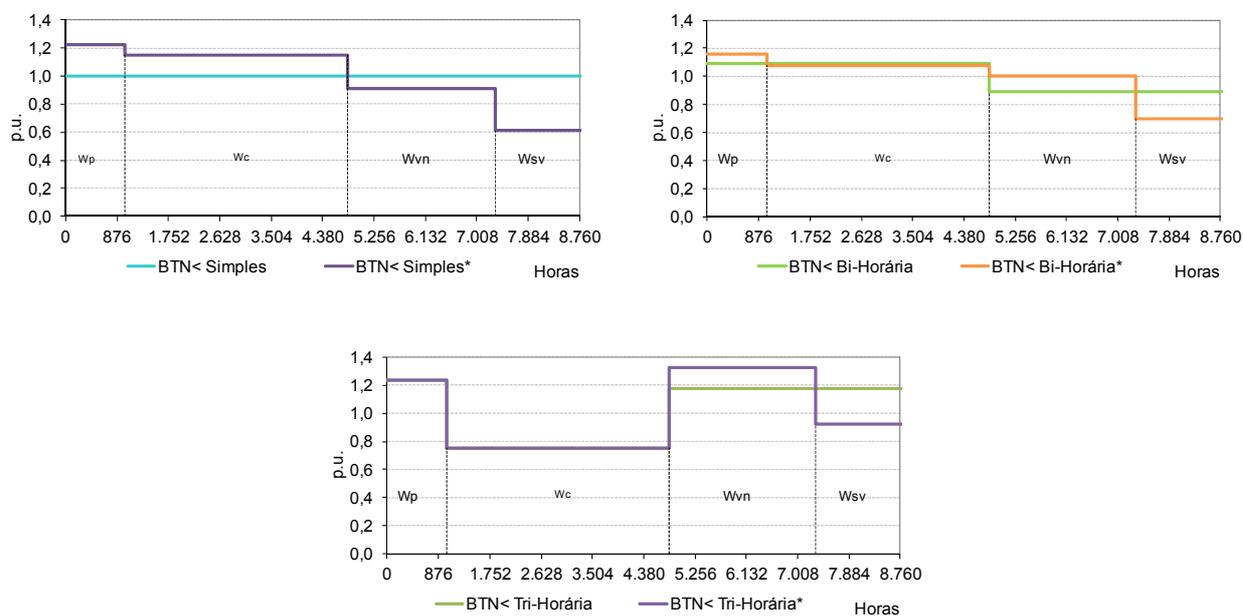


7.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

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

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

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

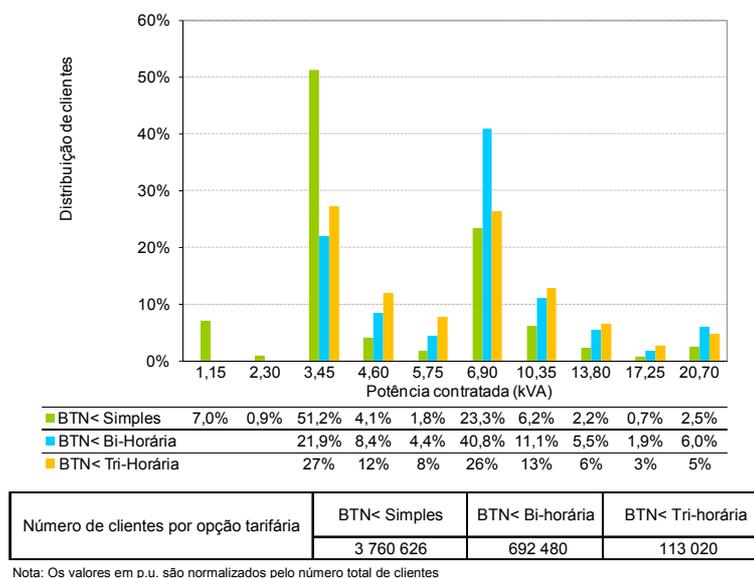


Potência de base	BTN < Simples*	BTN < Bi-Horária*	BTN < Tri-Horária*
Potência média anual [kW]	995 536	370 234	147 877
Potência média anual por cliente [kW]	0,26	0,53	1,31
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 325	4 696	9 729

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

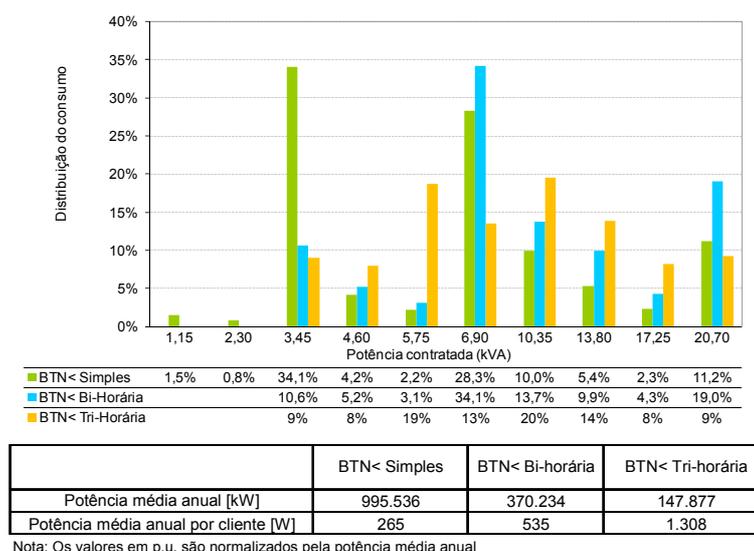
Na Figura 7-14 apresenta-se a distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em BTN< 20,7 kVA.

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



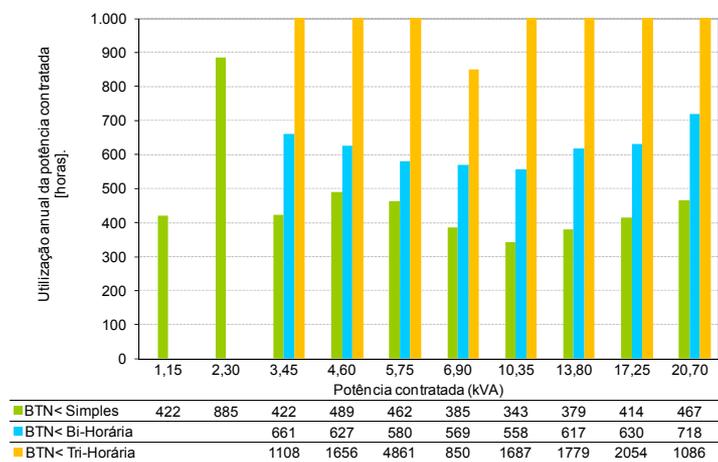
Na Figura 7-15 apresenta-se a distribuição de consumo por opção tarifária e escalão de potência contratada dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA.

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



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

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



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

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

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	266	37,2%	763	0,6%
BT	448	62,8%	121 850	99,4%
BTE	48	10,6%	611	0,5%
BTN	401	89,4%	121 239	99,5%
Total	714	100,0%	122 613	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)		763
Potência (kW)		
	Horas de ponta	36 390
	Contratada	126 700
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	23 958
	Horas cheias	59 760
	Horas de vazio normal	26 388
	Horas super vazio	15 988
Períodos II, III	Horas de ponta	26 757
	Horas cheias	65 767
	Horas de vazio normal	29 253
	Horas super vazio	17 770
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	19 167 649
	Capacitiva	3 162 307

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2016

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)		611
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 939
	Contratada	30 788
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	9 403
	Horas cheias	23 093
	Horas de vazio normal	9 450
	Horas super vazio	5 805
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	7 730 648
	Capacitiva	897 201

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	734
Tarifa Tri-horária	34,5	318
	41,4	394
Energia ativa (MWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	7 697
	Horas cheias	19 071
	Horas de vazio	12 591

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES	
Potência contratada (nº de clientes)			
Tarifa simples	3,45	53 858	
	4,6	549	
	5,75	180	
	6,9	26 164	
	10,35	4 736	
	13,8	1 329	
	17,25	1 875	
	20,7	403	
	Tarifa bi-horária	3,45	360
		4,6	28
5,75		7	
6,9		993	
10,35		232	
13,8		162	
Tarifa tri-horária	17,25	163	
	20,7	24	
	3,45	7 253	
	4,6	713	
	5,75	358	
	6,9	9 834	
	10,35	1 360	
	13,8	531	
Energia ativa MWh	17,25	533	
	20,7	2 380	
	Tarifa simples	200 601	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	7 027
		Horas de vazio	4 494
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	20 821	
	Horas cheias	52 576	
	Horas de vazio	73 027	

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	5 636
	2,3	132
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		2 731

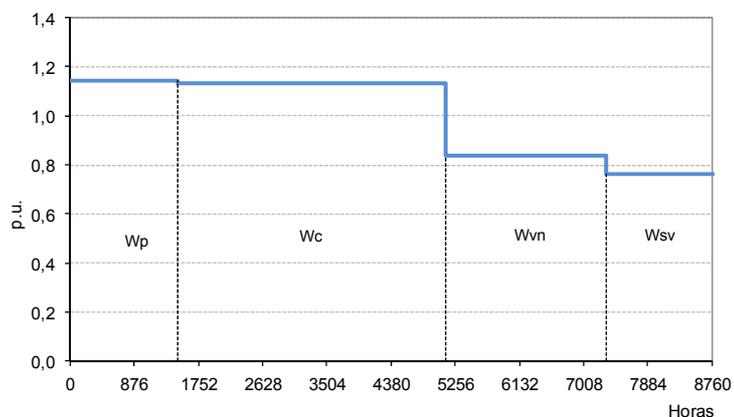
8.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

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 2016.

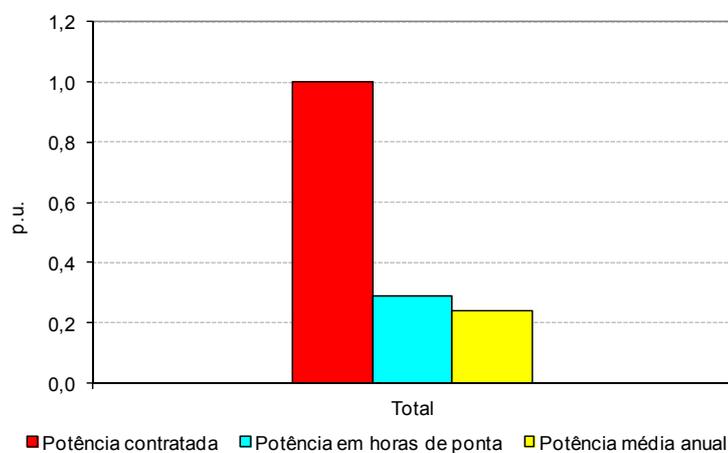
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário



Potência de base	MT
Potência média anual [kW]	30 241
Potência média anual por cliente [kW]	40
Consumo médio anual por cliente [kWh]	348 153

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



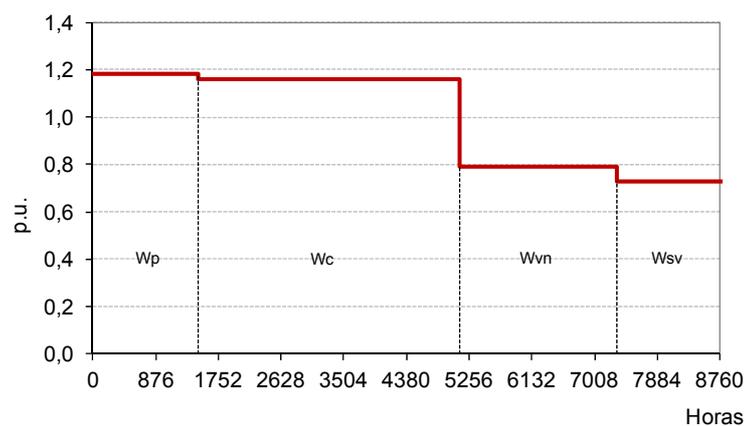
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	126 700
Potência contratada por cliente	166

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 2016.

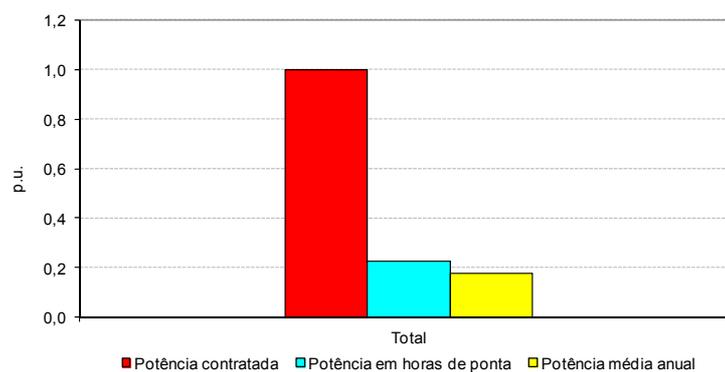
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	5 436
Potência média anual por cliente [kW]	9
Consumo médio anual por cliente [kWh]	78 153

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	30 788
Potência contratada por cliente	50

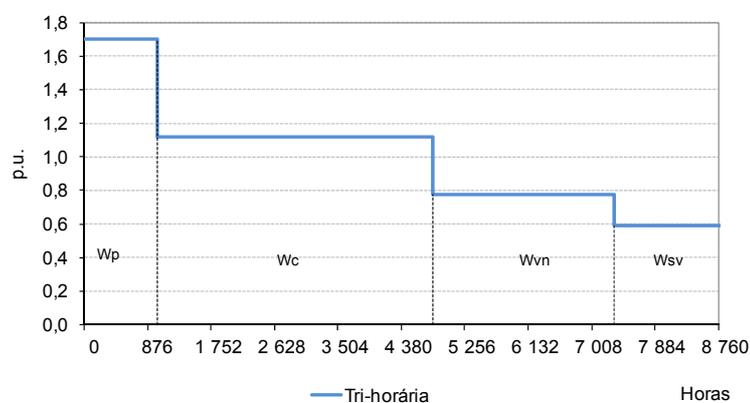
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada

8.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

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

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

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



Potência de base	Tri-horária
Potência média anual [kW]	4 481
Potência média anual por cliente [W]	3 099
Consumo médio anual por cliente [kWh]	27 219

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

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

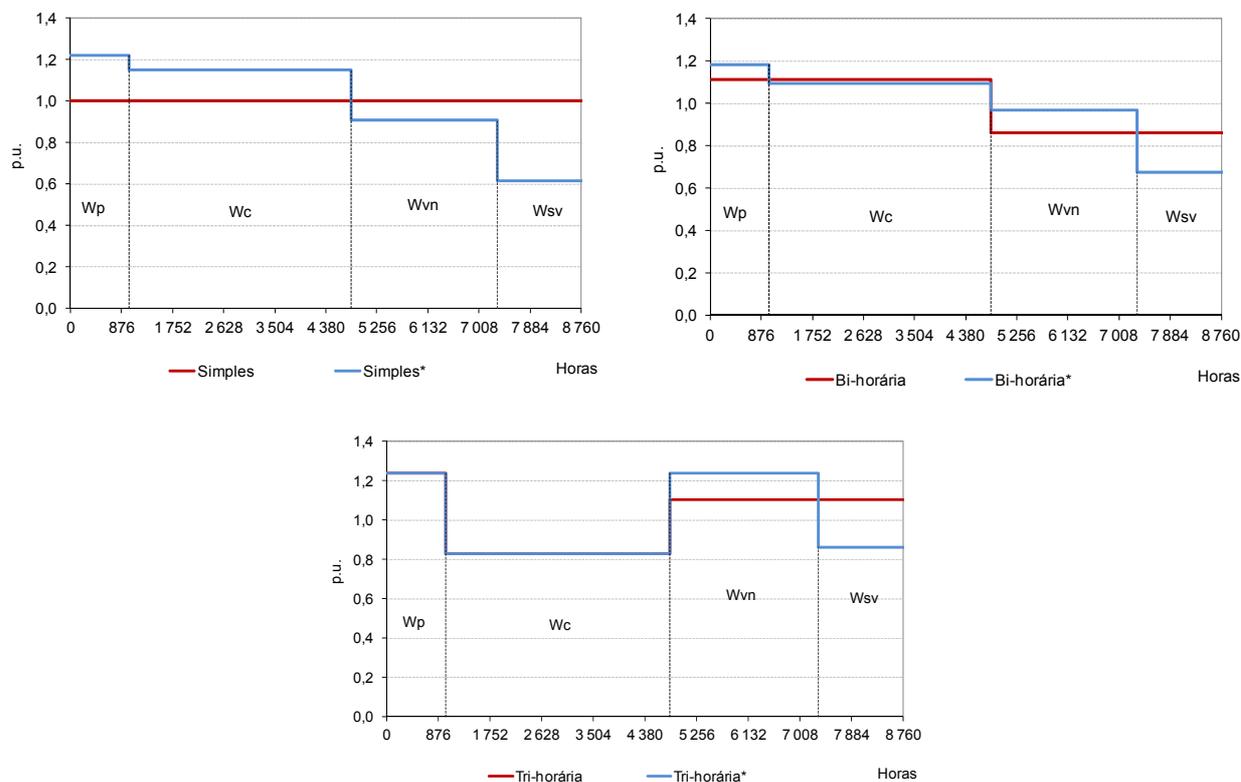
Na Figura 8-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

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

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

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

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



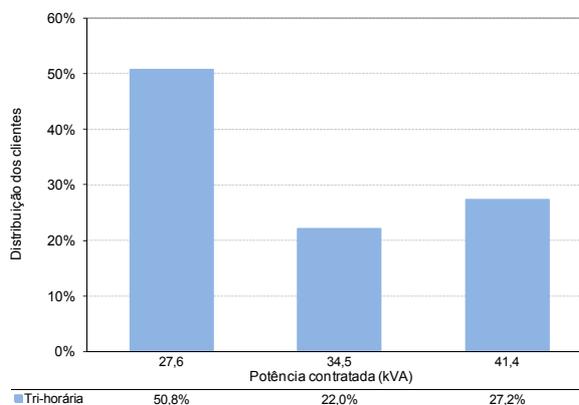
Potência de base	Simple	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual [kW]	22 837	1 312	16 669
Potência média anual por cliente [kW]	0,26	0,67	0,73
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 252	5 851	6 377

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.

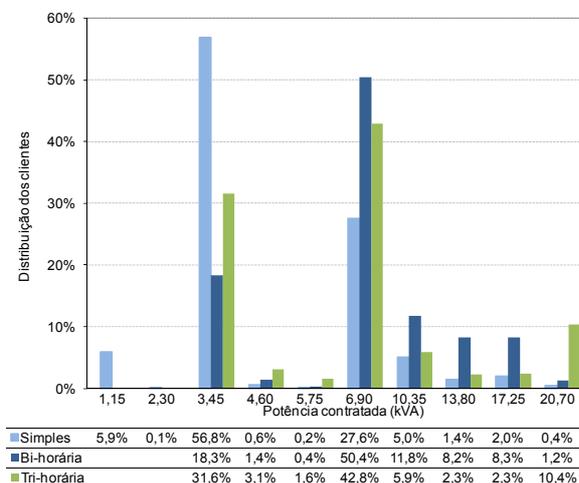
Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA), na RAA



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	1 446

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

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



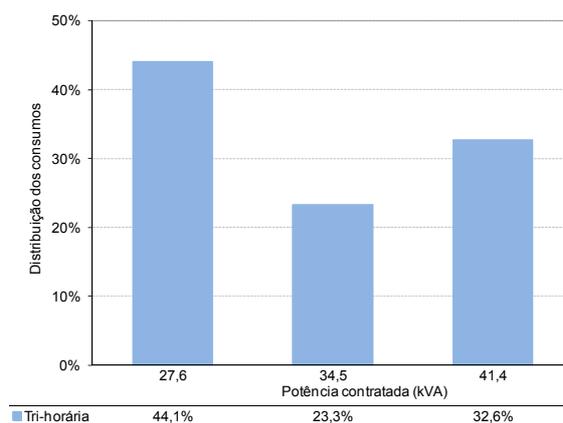
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	94 862	1 969	22 962

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

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.

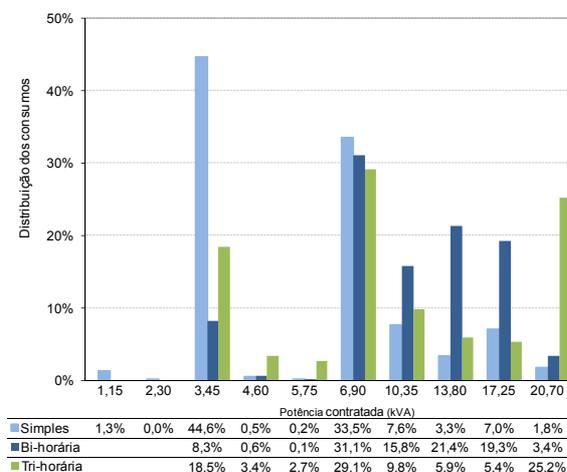
Figura 8-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de $BTN (>20,7$ kVA), na RAA



	BTN>
Potência média anual [kW]	4 481
Potência média anual por cliente [W]	3 099

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



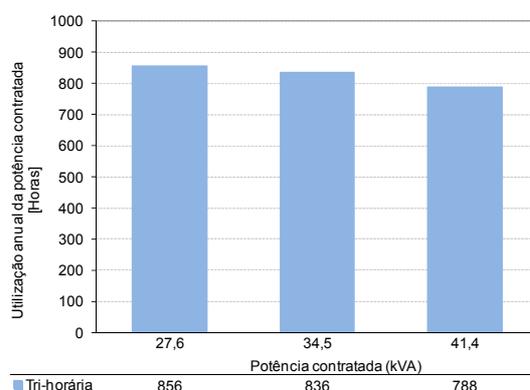
	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	23 148	1 312	16 669
Potência média anual por cliente [W]	244	666	726

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

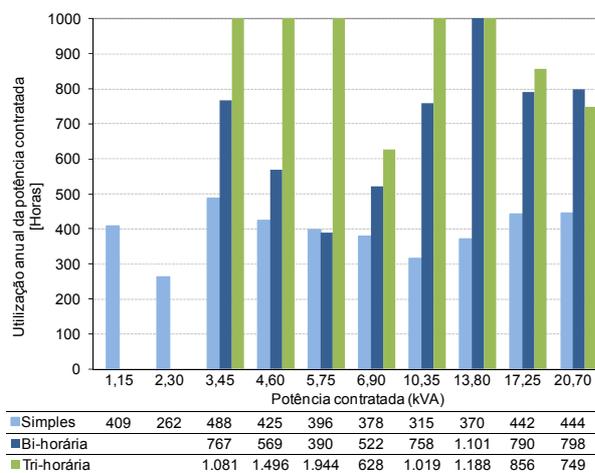
Verifica-se que na tarifa Simples de $BTN \leq 20,7$ kVA o escalão predominante é o de 3,45 kVA. Na tarifa Bi-horária e na tarifa Tri-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

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

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



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



Na tarifa Tri-horária de BTN>20,7 kVA as maiores utilizações da potência contratada verificam-se no escalão de 27,6 kVA. Na opção Simple das tarifas de BTN \leq 20,7 kVA os clientes do escalão 3,45 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada. Na opção Bi-horária os clientes do escalão 13,80 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada e na opção Tri-horária são os clientes do escalão 5,75 kVA que apresentam a maior utilização da potência contratada.

9 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Os fornecimentos de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam-se no Quadro 9-1 ao Quadro 9-6. No Quadro 9-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 9-2 ao Quadro 9-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	198	24,6%	303	0,2%
BT	606	75,4%	136 238	99,8%
BTE	162	26,7%	1 176	0,9%
BTN	444	73,3%	135 062	99,1%
Total	803	100,0%	136 541	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)		303
Potência (kW)		
	Horas de ponta	24 241
	Contratada	82 792
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	15 657
	Horas cheias	40 798
	Horas de vazio normal	18 689
	Horas de super vazio	10 722
Períodos II, III	Horas de ponta	20 258
	Horas cheias	53 637
	Horas de vazio normal	24 162
	Horas de super vazio	13 654
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	10 452 815
	Capacitiva	0

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2016

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)		1 176
Potência (kW)		
	Horas de ponta	21 981
	Contratada	106 644
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	32 314
	Horas cheias	82 070
	Horas de vazio normal	31 528
	Horas de super vazio	16 088
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	18 722 086
	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	871
Tarifa tri-horária	34,5	669
	41,4	738
Energia ativa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	12 577
	Horas cheias	30 700
	Horas de vazio	21 063

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	49 367
	4,6	504
	5,75	173
	6,9	58 273
	10,35	3 602
	13,8	2 109
	17,25	931
Tarifa bi-horária	20,7	2 944
	3,45	1 412
	4,6	70
	5,75	19
	6,9	6 589
	10,35	641
	13,8	456
Tarifa tri-horária	17,25	175
	20,7	746
	3,45	374
	4,6	96
	5,75	115
	6,9	126
	10,35	297
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		282 113
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	32 618
	Horas de vazio	17 327
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	3 412
	Horas cheias	12 143
	Horas de vazio	29 721

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	3 032
	2,3	229
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		2 142

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

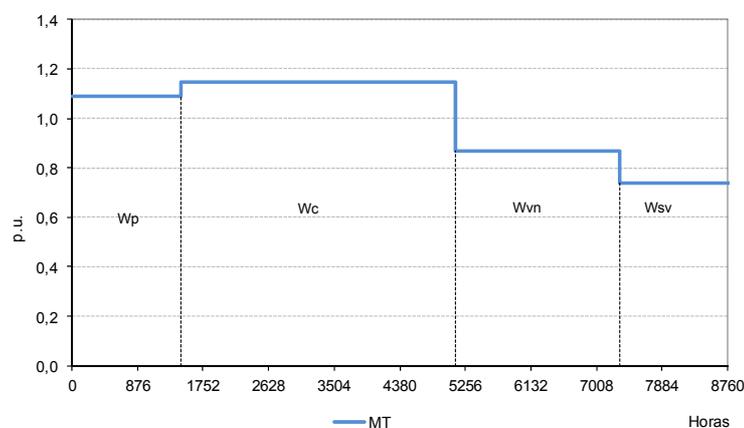
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média

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 2016.

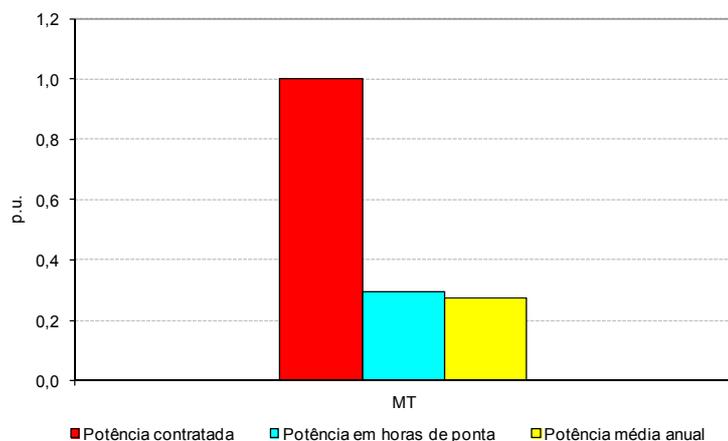
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário



Potência de base	MT
Potência média anual [kW]	22 493
Potência média anual por cliente [kW]	74
Consumo médio anual por cliente [kWh]	651 324

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



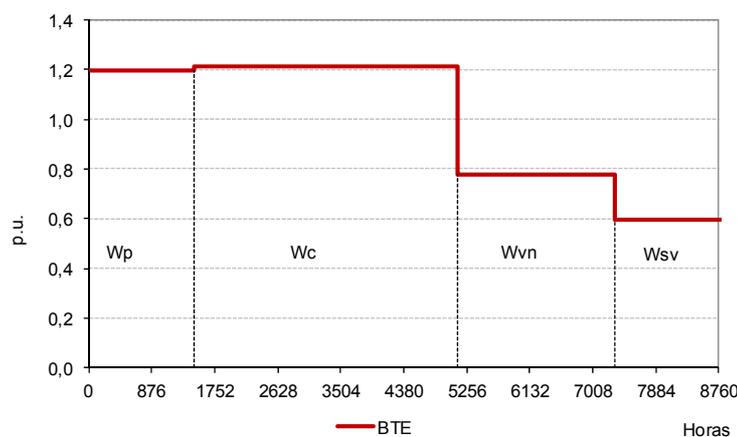
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada [kW/mês]	82 792
Potência contratada por cliente [kW/mês]	273

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 2016.

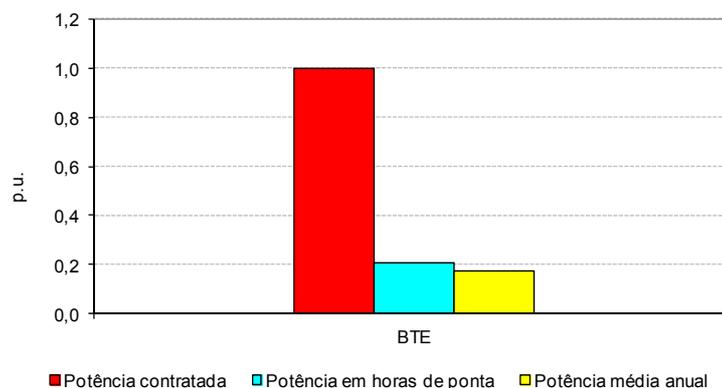
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	18 443
Potência média anual por cliente [kW]	16
Consumo médio anual por cliente [kWh]	137 779

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



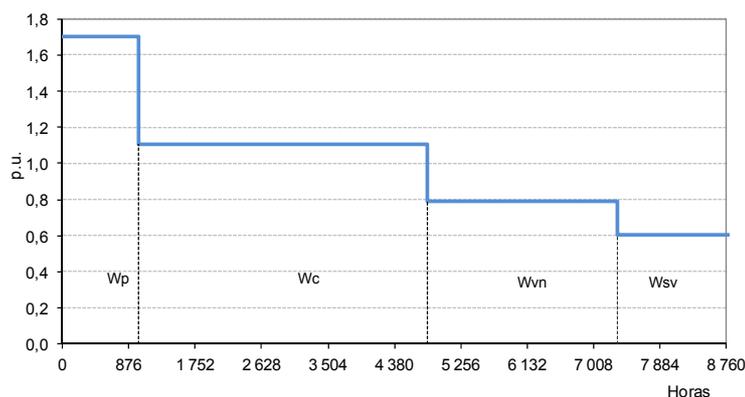
Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada [kW/mês]	106 644
Potência contratada por cliente [kW/mês]	91

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

9.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

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

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



Potência de base	BTN>
Potência média anual [kW]	7 325
Potência média anual por cliente [kW]	3
Consumo médio anual por cliente [kWh]	28 260

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

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

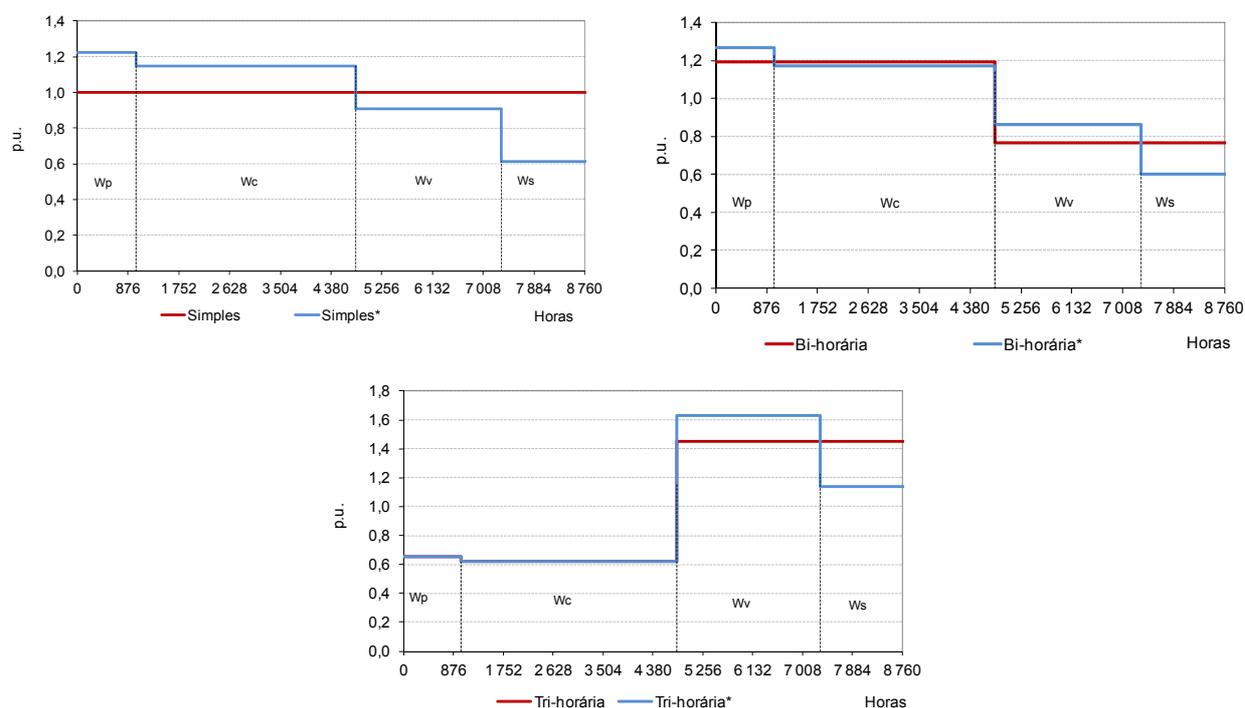
Na Figura 9-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN, com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

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

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

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

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



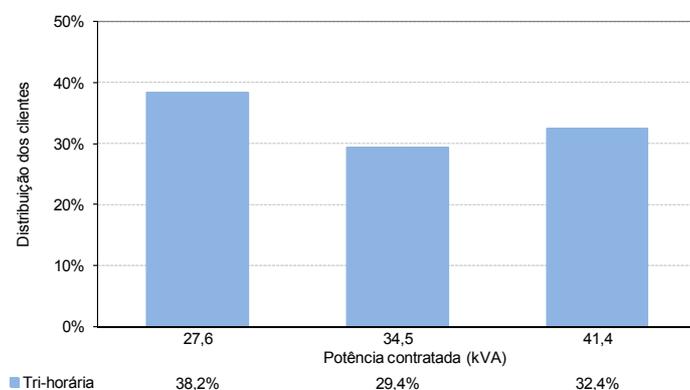
Potência de base	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual [kW]	32 117	5 686	5 154
Potência média anual por cliente [kW]	0,27	0,56	3,41
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 393	4 941	29 921

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.

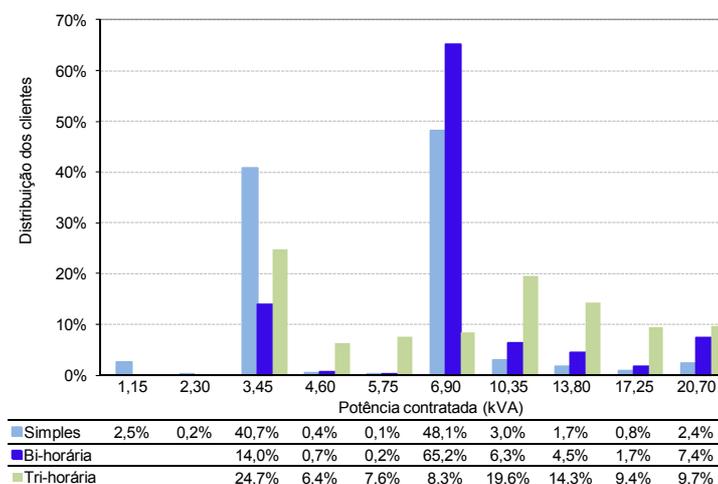
Figura 9-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	2 277

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



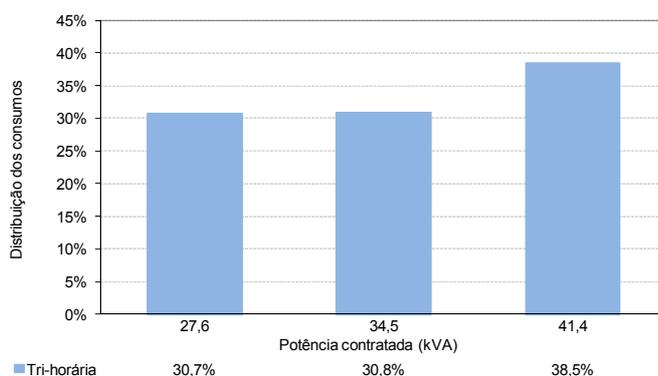
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	121 164	10 108	1 513

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.

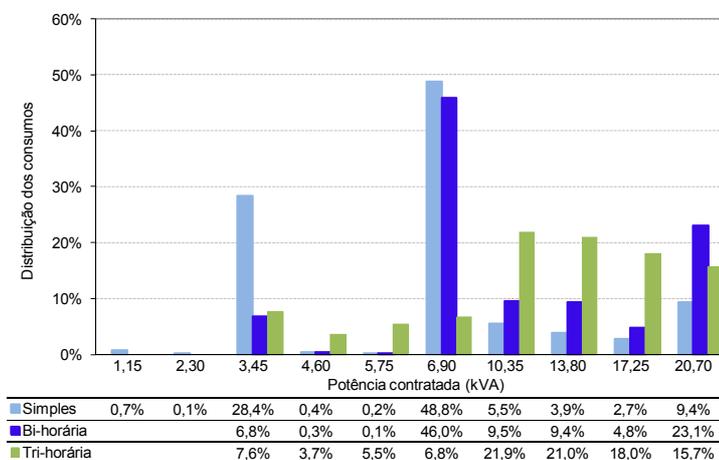
Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM



BTN>	
Potência média anual [kW]	7 325
Potência média anual por cliente [W]	3 217
Consumo médio anual por cliente [kWh]	28 260

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

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



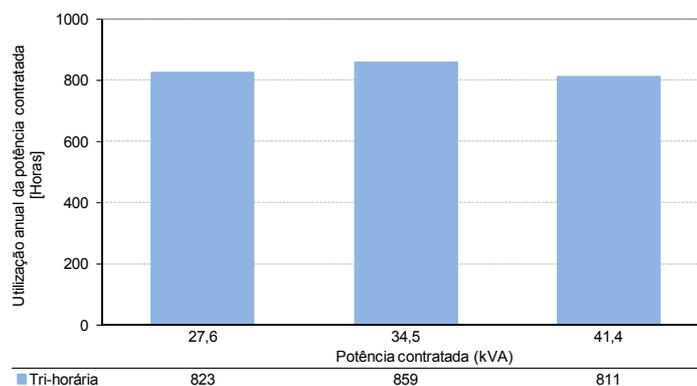
	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	32 361	5 686	5 154
Potência média anual por cliente [kW]	267	562	3 406
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 346	4 941	29 921

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

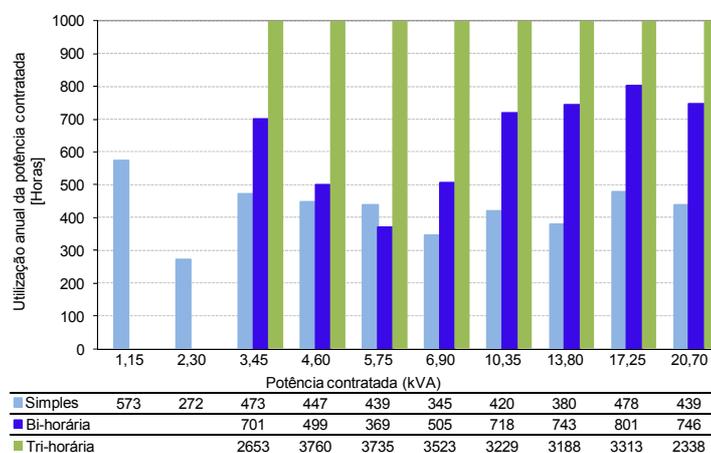
Verifica-se que o escalão de 6,9 kVA é o mais frequente na tarifa Simples de $BTN \leq 20,7$ kVA. Na tarifa Bi-horária o escalão mais frequente é igualmente o de 6,9 kVA. Para a opção tarifária Tri-horária o escalão predominante é o de 10,35kVA.

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

**Figura 9-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária
BTN (>20,7 kVA), na RAM**



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



Na tarifa Tri-horária de BTN>20,7 kVA as maiores utilizações da potência contratada verificam-se no escalão de 34,5 kVA. Na opção Simples das tarifas de BTN \leq 20,7 kVA os clientes do escalão 1,15 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada, na opção Bi-horária são os clientes do escalão 17,25 kVA que apresentam a maior utilização da potência contratada e na opção Tri-horária são os clientes do escalão 4,60 kVA que apresentam a maior utilização da potência contratada.

10 PERFIS DE CONSUMO

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

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

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

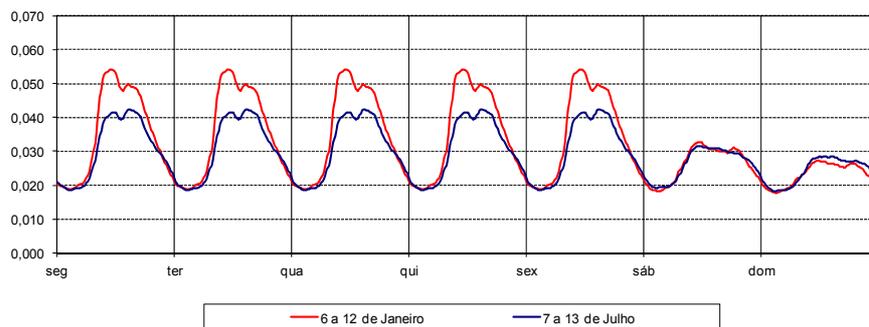
Na Diretiva n.º 5/2014, de 16 de janeiro, foram aprovados os perfis de consumo aplicáveis a instalações em Média Tensão (MT), Baixa Tensão Normal (BTN) e Baixa Tensão Especial (BTE), e o diagrama de carga de referência aplicáveis em 2014, a que se refere o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. Para as instalações em BTE é aprovado um perfil de consumo e para as instalações em BTN são aprovados três perfis de consumo com a segmentação apresentada no Quadro 10-1.

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

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

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

Figura 10-1 - Perfil de consumo para BTE em 2014



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 2014

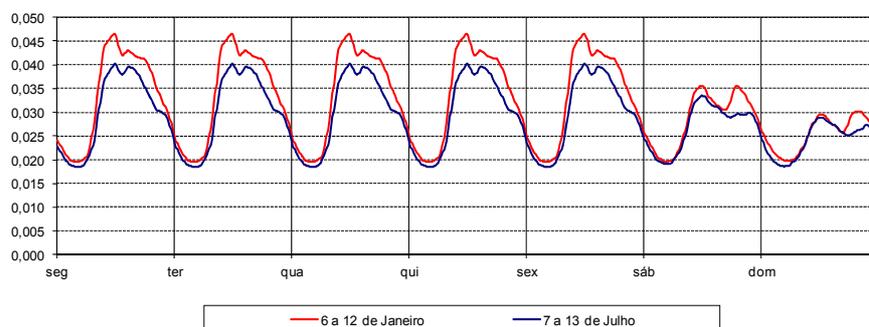


Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2014

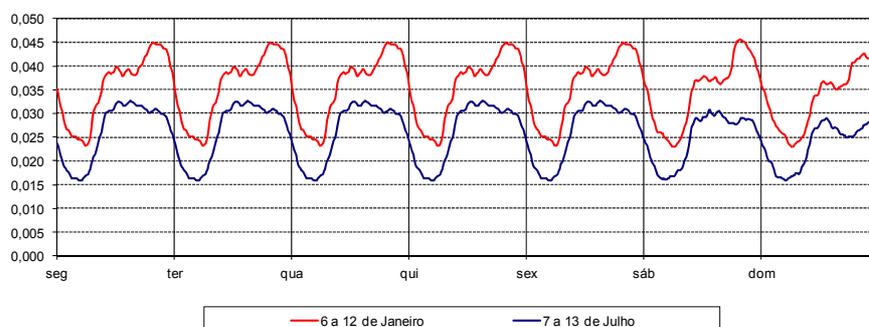
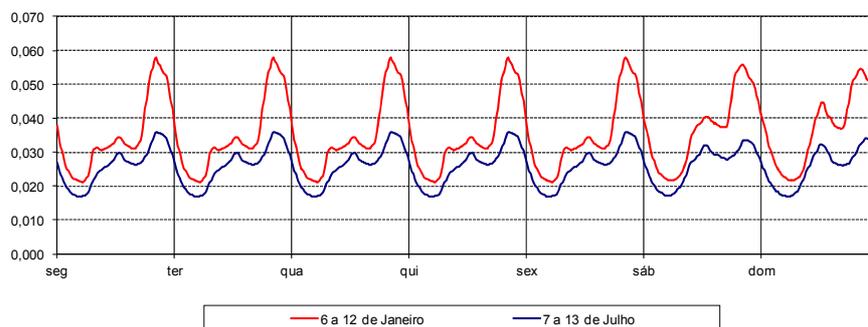


Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2014



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 2016, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas para o ano de 2014, e considerando um ciclo semanal sem feriados obteve-se a estrutura de consumos apresentada no Quadro 10-2. Esta estrutura de quantidades é utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

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

BTE	Ponta	Cheias	Vazio	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	63%	52%	52%	53%	52%
Período II, III	37%	48%	48%	47%	48%

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

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária tem por base um perfil de consumo ponderado de 100 % do perfil BTN Classe A, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades no ano de 2016, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas para o ano de 2014, e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-3 e no Quadro 10-4 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de quantidades são utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

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

BTN 3H (>20,7 kVA)	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	36%	16%
Período II, III	33%	15%

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

BTN 3H (>20,7 kVA)	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	62%	50%	52%
Período II, III	38%	50%	48%

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

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária ($\leq 20,7$ kVA) tem por base um perfil de consumo ponderado em 27% BTN Classe A, 11% BTN Classe B e 62% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos e nas quantidades previstas para o ano de 2016, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2014 e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-5 e no Quadro 10-6 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de quantidades são utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

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

BTN 3H ($\leq 20,7$ kVA)	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	39%	16%
Período II, III	32%	13%

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

BTN 3H ($\leq 20,7$ kVA)	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	67%	51%	54%
Período II, III	33%	49%	46%

10.4 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN BI-HORÁRIA

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Bi-horária tem por base um perfil de consumo ponderado de 27% BTN Classe A, 11% BTN Classe B e 62% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos anteriormente e nas quantidades para o ano de 2016, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2014 e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-7, no Quadro 10-8 e no Quadro 10-9 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de consumos foram utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

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

BTN 2H	Ponta	Cheias
Período I, IV	15%	40%
Período II, III	7%	38%

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

BTN 2H	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	39%	16%
Período II, III	32%	13%

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

BTN 2H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	67%	51%	54%
Período II, III	33%	49%	46%

10.5 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN SIMPLES

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Simples ($\leq 20,7$ kVA) tem por base um perfil de consumo ponderado de 13 % BTN Classe A e 87 % BTN Classe C, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades no ano de 2016, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2014, e considerando um ciclo semanal sem feriados.

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

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

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

No Quadro 10-10 apresenta-se a estrutura de consumos obtida. Esta estrutura de consumos foi utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

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

BTN Simples	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	10%	25%	14%	6%
Período II, III	4%	24%	12%	5%

11 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

11.1 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

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

11.1.1 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL

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

Após análise da proposta enviada pela EDP Distribuição, e sublinhando a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, a ERSE mantém em vigor para 2016 os fatores de ajustamento para perdas que vigoraram em 2015.

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 2016 perfis de perdas com discriminação de 15 minutos para aplicação às quantidades de energia das carteiras dos comercializadores. Estes perfis serão consonantes com os fatores de ajustamento para perdas agora publicados.

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

(%)	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
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 2016.

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

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

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

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

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

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

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 2016, resultado de um estudo efetuado pela empresa para as ilhas da Madeira e de Porto Santo.

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

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

Deste modo, e sublinhando a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, o quadro seguinte apresenta os

fatores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

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

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

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

12 PERÍODOS HORÁRIOS

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

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

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

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

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

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

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

Quadro 12-2 - Ciclo diário em Portugal Continental

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

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

Quadro 12-3 - Ciclo Semanal em Portugal Continental

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

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

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

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

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

Considera-se que qualquer modificação dos períodos horários em vigor deverá ser precedida de estudos que demonstrem a sua valia económica. O Regulamento Tarifário estabelece a obrigação dos operadores de rede submeterem à ERSE um Plano para implementação de Projetos Piloto que permitam o teste de novas estruturas tarifárias mais adequadas aos custos causados por cada consumidor, designadamente tarifas dinâmicas. Estes Projetos Piloto permitirão proceder a uma avaliação benefício-custo que identifique o mérito destas novas estruturas tarifárias. Considera-se neste contexto estarem reunidas as condições para se melhorar a atual estrutura tarifária e designadamente para se introduzirem aperfeiçoamentos nos períodos horários em vigor, se as análises benefício-custo a realizar resultarem positivas. O Plano referido deverá ser apresentado à ERSE até ao dia 30 de junho de 2016.

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

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

Quadro 12-5 - Períodos horários para as tarifas de energia elétrica em 2016

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 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.

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