

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2018**

Dezembro 2017

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	27
4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	28
4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	30
5	PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	33
6	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	35
6.1	Tarifa Transitória de Energia	35
6.2	Tarifas de Comercialização	36
7	PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES	37
8	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	39
8.1	Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	40
8.2	Caracterização do consumo nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	43
8.2.1	Média Tensão	43
8.2.2	Baixa Tensão Especial	45
8.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)	46
8.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)	47
8.3	Caracterização da potência contratada em Baixa Tensão Normal	48
9	PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO	53
9.1	Quantidades consideradas no mercado liberalizado	54

9.2	Caracterização do consumo dos clientes no mercado.....	56
9.2.1	Muito Alta Tensão	56
9.2.2	Alta Tensão	57
9.2.3	Média Tensão.....	58
9.2.4	Baixa Tensão Especial.....	59
9.2.5	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	60
9.2.6	Baixa Tensão Normal ($\leq 20,7$ kVA).....	62
10	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	67
10.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores	67
10.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores	69
10.2.1	Média Tensão.....	70
10.2.2	Baixa Tensão Especial.....	71
10.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	72
10.2.4	Baixa Tensão Normal ($\leq 20,7$ kVA).....	73
10.3	Caracterização da potência contratada da RAA em Baixa Tensão Normal	74
11	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA.....	79
11.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	79
11.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	81
11.2.1	Média Tensão.....	82
11.2.2	Baixa Tensão Especial.....	83
11.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	84
11.2.4	Baixa Tensão Normal ($\leq 20,7$ kVA).....	84
11.3	Caracterização da potência contratada da RAM em Baixa Tensão Normal.....	85
12	PERFIS DE CONSUMO	91
12.1	Diagrama de Carga em BTE	94
12.2	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA)	95
12.3	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária ($\leq 20,7$ kVA)	95
12.4	Diagrama de Carga em BTN Bi-horária.....	96
12.5	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	97
13	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES.....	99
13.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	99
13.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores....	100
13.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia elétrica (em GWh) em Portugal Continental por mercado e nível de tensão	7
Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	11
Figura 2-3 - Número acumulado de clientes no mercado livre	14
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado.....	14
Figura 2-5 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão	15
Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2017 e 2018	16
Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2017 e 2018.....	17
Figura 3-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da UGS em 2018	21
Figura 3-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2018.....	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 2018	28
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2018.....	29
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT	30
Figura 4-4 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URD em 2018	32
Figura 4-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD	32
Figura 6-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa transitória de energia em 2018	36
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária	44
Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT.....	44
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária	45
Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE.....	46
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (> 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	47
Figura 8-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	48
Figura 8-7 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	49
Figura 8-8 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA).....	49
Figura 8-9 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	50
Figura 8-10 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA).....	51
Figura 8-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN > 20,7 kVA)	51
Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN $\leq 20,7$ kVA).....	52

Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário.....	57
Figura 9-2 - Potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT	57
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário.....	58
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT	58
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário.....	59
Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT	59
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário.....	60
Figura 9-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	60
Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período tarifário	61
Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN> 20,7 kVA)	61
Figura 9-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN > 20,7 kVA)	62
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN > 20,7 kVA)	62
Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em $BTN \leq 20,7$ kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária.....	63
Figura 9-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência ($BTN \leq 20,7$ kVA).....	64
Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência ($BTN \leq 20,7$ kVA).....	65
Figura 9-16 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado ($BTN \leq 20,7$ kVA).....	65
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário, na RAA.....	70
Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT, na RAA	71
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário, na RAA	71
Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE, na RAA	72
Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (> 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA.....	73
Figura 10-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA	74
Figura 10-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA), na RAA.....	75

Figura 10-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN \leq 20,7 kVA), na RAA	75
Figura 10-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA), na RAA	76
Figura 10-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (\leq 20,7 kVA), na RAA	76
Figura 10-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (> 20,7 kVA), na RAA	77
Figura 10-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (\leq 20,7 kVA), na RAA	77
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário, na RAM	82
Figura 11-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT, na RAM.....	82
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário, na RAM	83
Figura 11-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE, na RAM.....	83
Figura 11-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (> 20,7 kVA), discriminado por posto horário, na RAM.....	84
Figura 11-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (\leq 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	85
Figura 11-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA), na RAM.....	86
Figura 11-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (\leq 20,7 kVA), na RAM	86
Figura 11-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA), na RAM	87
Figura 11-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (\leq 20,7 kVA), na RAM	87
Figura 11-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (> 20,7 kVA), na RAM	88
Figura 11-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (\leq 20,7 kVA), na RAM	88
Figura 12-1 - Perfil de consumo para BTE.....	92
Figura 12-2 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe A (Potência contratada superior a 13,8 kVA, qualquer consumo anual, Tarifa Simples)	92
Figura 12-3 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe B (Potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual superior a 7 140 kWh, Tarifa Simples)	93
Figura 12-4 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe C (Potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual inferior ou igual a 7 140 kWh, Tarifa Simples)	93
Figura 12-5 - Perfil de consumo para BTN Bi-Horária (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Bi-Horária).....	93
Figura 12-6 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária< (Tarifa Tri-Horária e potência contratada igual ou inferior a 20,7 kVA, qualquer consumo anual).....	94
Figura 12-7 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Tri-Horária).....	94

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal Continental considerado no cálculo tarifário.....	5
Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores de energia elétrica em Portugal Continental.....	6
Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica em Portugal Continental.....	6
Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	10
Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental.....	11
Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental.....	12
Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	18
Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da 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 – Evolução dos Coeficientes Potência em horas de ponta / Potência contratada entre 2013 e 2016.....	26
Quadro 4-3 - Coeficientes Potência em horas de ponta / Potência contratada de uso de redes para 2018.....	26
Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema.....	27
Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT}	28
Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT}	29
Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT}	31
Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT}	31
Quadro 4-9 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT}	31
Quadro 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa do operador de mudança de comercializador.....	33
Quadro 6-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa transitória de energia.....	35
Quadro 6-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN.....	36
Quadro 7-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - Continente.....	37
Quadro 7-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - RAA.....	38
Quadro 7-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - RAM.....	38
Quadro 8-1 - 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.....	39

Quadro 8-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT	40
Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE	41
Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA).....	41
Quadro 8-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) Sazonal	41
Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Tri-horária, Bi-horária e Simples.....	42
Quadro 8-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Sazonal.....	43
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades previstas para os clientes no mercado liberalizado	53
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT	54
Quadro 9-3 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT	54
Quadro 9-4 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT	55
Quadro 9-5 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE	55
Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA)	55
Quadro 9-7 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 20,7$ kVA e > 2,3 kVA) Tri-Horária, Bi-horária e Simples	56
Quadro 10-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	67
Quadro 10-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em MT	67
Quadro 10-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTE	68
Quadro 10-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (> 20,7 kVA) Tri-horária	68
Quadro 10-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Tri-horária, Bi-horária e Simples.....	69
Quadro 11-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	79
Quadro 11-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT.....	79
Quadro 11-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE.....	80
Quadro 11-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN (> 20,7 kVA) Tri-horária.....	80

Quadro 11-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) Tri-horária, Bi-horária e Simples	81
Quadro 12-1 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN	91
Quadro 12-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTE	95
Quadro 12-3 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ($> 20,7$ kVA).....	95
Quadro 12-4 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ($> 20,7$ kVA).....	95
Quadro 12-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ($\leq 20,7$ kVA).....	96
Quadro 12-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ($\leq 20,7$ kVA).....	96
Quadro 12-7 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária	97
Quadro 12-8 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária.....	97
Quadro 12-9 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária.....	97
Quadro 12-10 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples	98
Quadro 13-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	100
Quadro 13-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	101
Quadro 13-3 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira.....	102

1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das seguintes tarifas: tarifas por atividade do operador da rede de transporte, tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição, tarifas por atividade do operador logístico de mudança de comercializador (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 2018. 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 das tarifas por atividade do operador logístico de mudança de comercializador, 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.

A Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, vem consagrar a possibilidade de os clientes com contratos em regime de mercado optarem pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, viabilizando, nas situações previstas na Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, a contratação com o comercializador de último recurso.

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 da tarifa por atividade a aplicar pelo operador logístico de mudança de comercializador.

- No capítulo 6 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade do comercializador de último recurso.
- No capítulo 7 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa social de acesso às redes.
- No capítulo 8 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.
- No capítulo 9 apresentam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado em Portugal continental.
- Nos capítulos 10 e 11 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM, respetivamente.
- No capítulo 12 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BT.
- No capítulo 13 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).

Da informação apresentada neste documento de “Caracterização da Procura de energia elétrica em 2018” importa realçar os seguintes aspetos:

- a) A ERSE estima que para o ano de 2017 os fornecimentos a clientes cresçam cerca de 0,85% face ao ocorrido no ano de 2016, a que corresponde uma subida de 0,6% no consumo referido à emissão, com a diferença de crescimento entre os dois referenciais a justificar-se pela redução da taxa de perdas nas redes de transporte de 0,25 pontos percentuais entre 2016 e 2017. No referencial da emissão a estimativa da ERSE encontra-se em linha com a da REN (setembro 2017, +0,6%) e superior à da EDP (junho 2017, +0,3%). Para 2018, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será superior ao estimado para 2017, prevendo um crescimento de 1,2%, a que corresponderá um acréscimo de 1,2% no referencial da emissão, atingindo 50,1TWh. Esta previsão está em linha com a previsão mais recente da REN e é mais otimista que a previsão efetuada pela EDP em junho, que aponta para uma quase estagnação do consumo referido à emissão na ordem de 49,5TWh.
- b) O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor médio global de cerca de 4,88 milhões clientes em 2017 e cerca de 4,90 milhões em 2018, no mercado liberalizado. No que respeita às estimativas de consumo para 2017 e 2018, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 92,6% e 92,9% do consumo total. Em 2017, 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, uma redução do consumo de forma menos acentuada em mercado

regulado. Em 2018 o desenvolvimento do mercado liberalizado não se prevê tão acelerado como nos últimos anos, na medida em que a Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, vem consagrar a possibilidade de os clientes com contratos em regime de mercado optarem pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, viabilizando, nas situações previstas na Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, a contratação com o comercializador de último recurso.

- 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 continua com um peso significativo no total dos consumos em BTN, representando um valor de 17% em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 2,9% e 10,2%, 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 (33%) e superior aos correspondentes valores em Portugal continental e na Região Autónoma da Madeira.
- f) O número de clientes com tarifa social de eletricidade previsto para o ano de 2018 é cerca de 800 000 clientes em Portugal continental e cerca de 17 500 clientes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- g) São adotados os fatores de ajustamento para perdas registados em 2016. Para os anos 2017 e 2018 são adotados os valores previstos pelas empresas de distribuição e transporte de eletricidade.
- h) Foram atualizados os diagramas de carga para BTN, tendo como base os perfis de consumo do ano de 2017, elaborados pelos operadores da rede.

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 2018, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. As quantidades globais assumidas têm como base a informação previsional enviada pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão, às quotas de consumo do mercado liberalizado e ao nível de perdas nas redes. Adicionalmente, a ERSE realizou análises aos dados mais recentes do consumo de energia elétrica, do mercado liberalizado e aos indicadores sociais e económicos com impacto na procura de energia elétrica, de modo a complementar e atualizar as suas previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo tarifário de 2018.

2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONTINENTE

SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Na presente secção justifica-se a evolução das variáveis físicas que afetam a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para 2018. O Quadro 2-1 apresenta a variação das quantidades consideradas para tarifas 2018 face aos valores do ano anterior.

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

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2017	Tarifas 2018	$\Delta\%$ T2018 / T2017
Fornecimentos CUR + ML	45 231	45 297	0,1%
MAT	2 233	2 131	-4,5%
AT	6 898	6 779	-1,7%
MT	14 677	14 708	0,2%
BTE	3 309	3 357	1,4%
BTN	18 113	18 321	1,1%

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública.

Os valores reais até 2016, as estimativas para 2017 e as previsões para 2018 do número de consumidores e dos respetivos consumos, desagregados por mercado regulado e mercado livre, são sintetizados no Quadro 2-2 e no Quadro 2-3, respetivamente.

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

	Número médio de consumidores									
	2015 real	2016 real	Δ%	Tarifas 2017	2017 ^E	Δ% 2017 ^E / T2017	Δ% 2017 ^E / 2016 real	Tarifas 2018	Δ% T2018 / 2016 real	Δ% T2018 / T2017
N.º de consumidores no CUR	2 125 324	1 564 603	-26,4%	1 182 757	1 277 613	8,0%	-18,3%	1 281 179	-18,1%	8,3%
MAT	0	0	-	0	0	-	-	0	-	-
AT	6	4	-41,7%	4	2	-48,8%	-40,5%	2	-42,2%	-50,3%
MT	1 603	1 119	-30,2%	548	843	53,9%	-24,6%	565	-49,5%	3,1%
BTE	3 428	2 493	-27,3%	1 411	1 870	32,5%	-25,0%	1 191	-52,2%	-15,6%
BTN	2 120 288	1 560 988	-26,4%	1 180 793	1 274 898	8,0%	-18,3%	1 279 422	-18,0%	8,4%
N.º de consumidores no ML	3 969 622	4 560 145	14,9%	4 958 337	4 875 981	-1,7%	6,9%	4 894 879	7,3%	-1,3%
MAT	70	72	2,9%	74	73	-1,4%	1,4%	74	2,8%	0,0%
AT	288	295	2,4%	300	300	0,0%	1,7%	304	3,2%	1,5%
MT	22 227	22 958	3,3%	23 785	23 464	-1,4%	2,2%	23 960	4,4%	0,7%
BTE	30 768	32 294	5,0%	33 697	33 516	-0,5%	3,8%	34 815	7,8%	3,3%
BTN	3 916 269	4 504 526	15,0%	4 900 481	4 818 628	-1,7%	7,0%	4 835 725	7,4%	-1,3%
N.º de consumidores CUR + ML	6 094 946	6 124 748	0,5%	6 141 094	6 153 595	0,2%	0,5%	6 176 059	0,8%	0,6%
MAT	70	72	2,9%	74	73	-1,4%	1,4%	74	2,8%	0,0%
AT	294	299	1,5%	304	302	-0,7%	1,2%	307	2,7%	0,8%
MT	23 830	24 077	1,0%	24 333	24 307	-0,1%	1,0%	24 525	1,9%	0,8%
BTE	34 196	34 787	1,7%	35 109	35 386	0,8%	1,7%	36 006	3,5%	2,6%
BTN	6 036 557	6 065 514	0,5%	6 081 275	6 093 527	0,2%	0,5%	6 115 147	0,8%	0,6%
Quotas do ML	65,1%	74,5%		80,7%	79,2%			79,3%		
MAT	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%			100,0%		
AT	98,0%	98,8%		98,7%	99,3%			99,3%		
MT	93,3%	95,4%		97,7%	96,5%			97,7%		
BTE	90,0%	92,8%		96,0%	94,7%			96,7%		
BTN	64,9%	74,3%		80,6%	79,1%			79,1%		

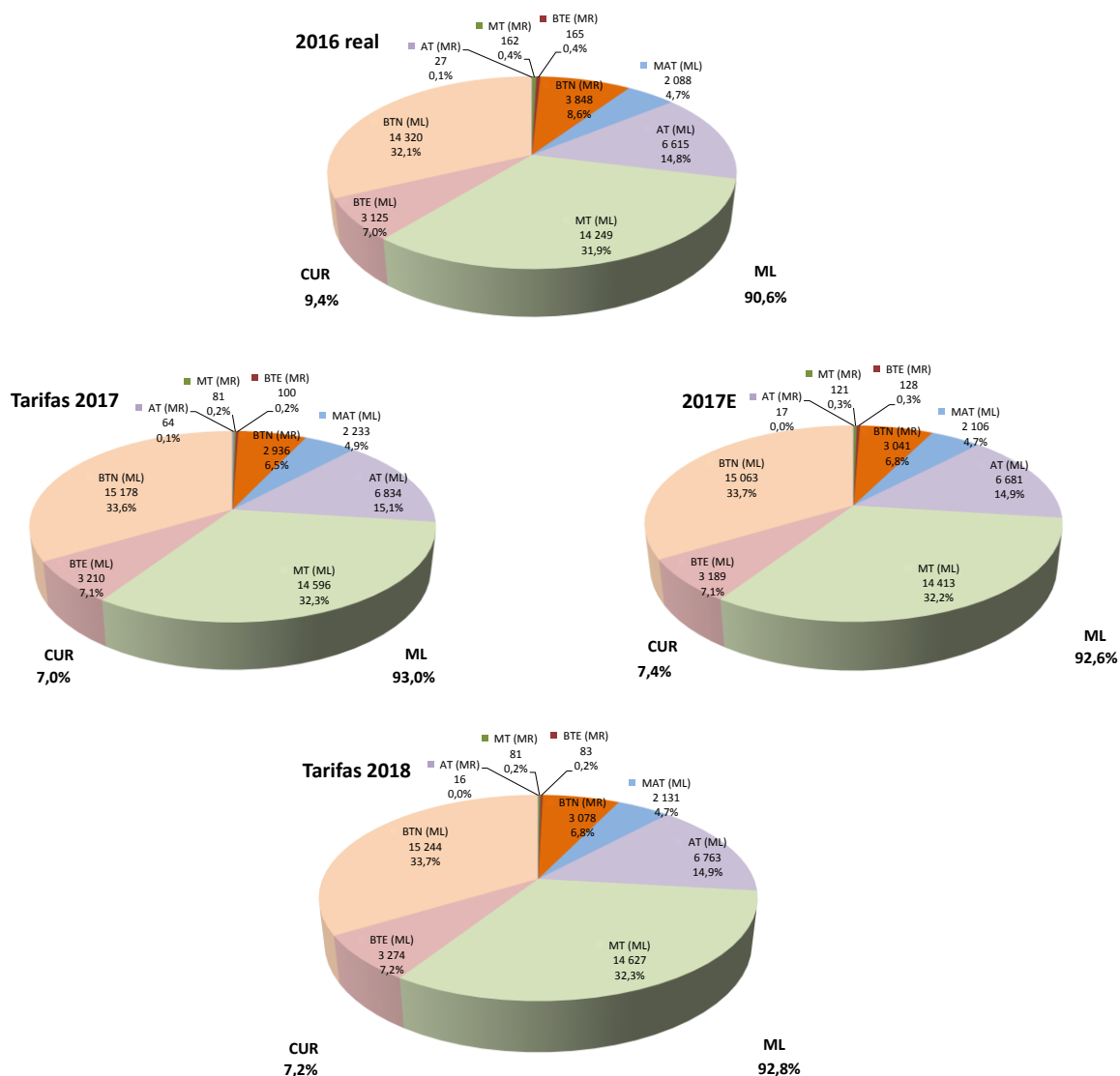
Nota: As duas centrais com CAE (Tejo Energia e Turbogás) passaram a ter um contrato de fornecimento de energia elétrica com o CUR a partir de 2015, de acordo com determinação da ERSE. Apesar destas centrais estarem ligadas fisicamente no nível de MAT, na procura considerada para efeitos tarifários estes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

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

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)									
	2015 real	2016 real	Δ%	Tarifas 2017	2017 ^E	Δ% 2017 ^E / T2017	Δ% 2017 ^E / 2016 real	Tarifas 2018	Δ% T2018 / 2016 real	Δ% T2018 / T2017
Fornecimentos CUR	5 675	4 202	-26,0%	3 180	3 307	4,0%	-21,3%	3 257	-22,5%	2,4%
MAT	0	0	-	0	0	-	-	0	-	-
AT	22	27	25,3%	64	17	-72,8%	-35,8%	16	-42,2%	-75,5%
MT	255	162	-36,5%	81	121	49,5%	-25,3%	81	-50,0%	0,0%
BTE	236	165	-30,2%	100	128	28,5%	-22,2%	83	-49,6%	-16,8%
BTN	5 163	3 848	-25,5%	2 936	3 041	3,6%	-21,0%	3 078	-20,0%	4,8%
Fornecimentos ML	38 602	40 397	4,6%	42 051	41 452	-1,4%	2,6%	42 040	4,1%	0,0%
MAT	2 152	2 088	-3,0%	2 233	2 106	-5,7%	0,8%	2 131	2,1%	-4,5%
AT	6 753	6 615	-2,0%	6 834	6 681	-2,2%	1,0%	6 763	2,2%	-1,0%
MT	14 026	14 249	1,6%	14 596	14 413	-1,3%	1,1%	14 627	2,7%	0,2%
BTE	3 042	3 125	2,7%	3 210	3 189	-0,6%	2,1%	3 274	4,8%	2,0%
BTN	12 628	14 320	13,4%	15 178	15 063	-0,8%	5,2%	15 244	6,4%	0,4%
Fornecimentos CUR + ML	44 277	44 599	0,7%	45 231	44 760	-1,0%	0,4%	45 297	1,6%	0,1%
MAT	2 152	2 088	-3,0%	2 233	2 106	-5,7%	0,8%	2 131	2,1%	-4,5%
AT	6 775	6 642	-2,0%	6 898	6 699	-2,9%	0,8%	6 779	2,1%	-1,7%
MT	14 281	14 411	0,9%	14 677	14 534	-1,0%	0,8%	14 708	2,1%	0,2%
BTE	3 278	3 289	0,3%	3 309	3 317	0,2%	0,8%	3 357	2,1%	1,4%
BTN	17 791	18 169	2,1%	18 113	18 104	-0,1%	-0,4%	18 321	0,8%	1,1%
Quotas do ML (média ano)	87,2%	90,6%		93,0%	92,6%			92,8%		
MAT	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%			100,0%		
AT	99,7%	99,6%		99,1%	99,7%			99,8%		
MT	98,2%	98,9%		99,4%	99,2%			99,5%		
BTE	92,8%	95,0%		97,0%	96,1%			97,5%		
BTN	71,0%	78,8%		83,8%	83,2%			83,2%		

A figura seguinte apresenta a estrutura dos consumos de energia elétrica de Portugal continental, desagregados por nível de tensão e por mercado, comparando o ocorrido em 2016 com as estimativas para 2017 e as previsões para 2018.

Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia elétrica (em GWh) em Portugal Continental por mercado e nível de tensão



PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

De acordo com o prazo regulamentar estabelecido, em junho de 2017 a REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal enviaram as melhores estimativas de consumo e do número de consumidores para 2017 e as previsões para o ano de 2018. Na sequência da análise à informação enviada pelas empresas, verificou-se que existe uma diferença de cerca de 500 GWh no consumo referido à emissão¹,

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.

quer em 2017, quer em 2018, sendo a previsão da REN mais pessimista. Na previsão de procura disponibilizada mais recentemente pela REN², que incorpora dados reais até novembro de 2017, observa-se um acréscimo dos valores previstos pela empresa, apontando para um crescimento em 2017 (+0,7%) e em 2018 (+1,7%). Estas previsões situam-se acima das apresentadas pela EDP Distribuição na sua informação de junho de 2017, na qual prevê um crescimento do consumo referido à emissão de +0,3% em 2017 e em 2018 (ver Quadro 2-4 e a Figura 2-2).

No processo de definição do balanço de energia para as tarifas de 2018, a ERSE deparou-se com duas situações extraordinárias. Por um lado, os fornecimentos reais de energia elétrica de 2016, reportados pela EDP Distribuição, apontam para que se tenha verificado uma sobreavaliação de cerca de 217 GWh dos consumos por estimativa da BTN que foram imputados a esse ano, cuja correção será efetuada no ano de 2017. Neste sentido, o nível de base de fornecimentos do ano 2016 utilizado pela ERSE, para fazer as projeções dos fornecimentos para os anos de 2017 e 2018, tem em conta este efeito de sobrefaturação. Por outro lado, e de acordo com a Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, que procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012 de 26 de março, existe agora a possibilidade dos clientes finais de baixa tensão normal do mercado liberalizado optarem por um regime equiparado ao das tarifas transitórias, o que poderá ter impactos no ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado, podendo inclusivamente implicar o regresso de clientes para o mercado regulado.

Conjugando a análise da informação das empresas com a evolução mais recente do consumo de energia elétrica, de outros indicadores económicos e do contexto legislativo, a ERSE considerou os seguintes pressupostos na definição da procura de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2018:

- Fornecimentos totais a clientes de 44 760 GWh para 2017, que corresponde a um crescimento de 0,85% face aos fornecimentos de 2016 corrigidos da sobrefaturação reportada pela EDP Distribuição, e de 45 297 GWh para 2018, que se situa 1,2% acima da estimativa de 2017.
- A estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão de 2017 e 2018 corresponde à estrutura dos fornecimentos por nível de tensão apresentada pela EDP Distribuição para 2016, corrigida da sobrefaturação das estimativas de consumo em BTN desse ano.
- Adoção em 2017 e 2018 da taxa de perdas nas redes de distribuição³ apresentada pela EDP Distribuição para 2018, de 9,61%⁴.

² REN, “Previsão do consumo de energia elétrica – Dezembro 2017”

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

⁴ Não foi utilizada a taxa de perdas da rede de distribuição da empresa reportada para 2017 (10,40%), uma vez que está influenciada pela correção da sobrefaturação dos consumos de BTN em 2016, que será efetuada em 2017.

- Fatores de perdas da rede de transporte⁵ apresentadas pela REN para 2017 e 2018, de 1,39% e 1,35% respetivamente.
- Consumo referido à emissão, obtido através da conjugação dos pressupostos anteriores, de 49 563 GWh para 2017, que corresponde a um crescimento de 0,6%, e de 50 136 GWh para 2018, que se situa 1,2% acima da estimativa de 2017.
- Adoção em 2017 e 2018 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 2017 e 2018, em consonância com os dados reais mais recentes do ano 2017 e com as recentes alterações do quadro legal para a extinção das tarifas transitórias para o fornecimento a clientes finais e a existência de um regime equiparado ao das tarifas transitórias para clientes do mercado liberalizado.
- Previsão dos fornecimentos e número de consumidores do CUR e dos comercializadores do mercado livre por nível de tensão nos anos de 2017 e 2018, através da aplicação das quotas de mercado aos fornecimentos totais e ao número total de consumidores.

O balanço de energia elétrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas do ano de 2018 é apresentado no Quadro 2-4, no Quadro 2-5 e no Quadro 2-6.

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa sugerem uma evolução positiva em 2017 e 2018. No capítulo 2 do documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2018 e Parâmetros para o período de regulação 2018-2020” da ERSE, é feita uma análise detalhada da economia portuguesa, bem como das suas perspetivas futuras.

À evolução destes indicadores económicos associa-se um crescimento no consumo de energia elétrica, principalmente nos níveis de tensão mais elevados. Pese embora o efeito agregado seja de difícil previsão, perspetiva-se para 2017 e 2018 um crescimento do consumo de energia elétrica, suportada essencialmente na evolução positiva da economia portuguesa. No entanto, as taxas de crescimento perspetivadas para o consumo são inferiores ao verificado para a generalidade dos indicadores macroeconómicos, o que é coerente com uma tendência de redução da intensidade energética

⁵ A taxa de perdas na rede de transporte apresentada corresponde ao quociente das perdas na rede de transporte (em GWh) pelo consumo referido à emissão.

observada nos últimos anos (ver Figuras 2-9 e 2-10 do documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2018 e Parâmetros para o período de regulação 2018-2020”).

Neste contexto, a ERSE estima que para o ano de 2017 os fornecimentos a clientes cresçam cerca de 0,85% face ao ocorrido no ano de 2016⁶, a que corresponde uma subida de 0,6% no consumo referido à emissão, com a diferença de crescimento entre os dois referenciais a justificar-se pela redução da taxa de perdas nas redes de transporte de 0,25 pontos percentuais entre 2016 e 2017. No referencial da emissão a estimativa da ERSE encontra-se em linha com a da REN (setembro 2017, +0,6%) e superior à da EDP (junho 2017, +0,3%). Para 2018, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será superior ao estimado para 2017, prevendo um crescimento de 1,2%, a que corresponderá um acréscimo de 1,2% no referencial da emissão, atingindo 50,1TWh. Esta previsão está em linha com a previsão mais recente da REN e é mais otimista que a previsão efetuada pela EDP em junho, que aponta para uma quase estagnação do consumo referido à emissão na ordem de 49,5TWh.

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

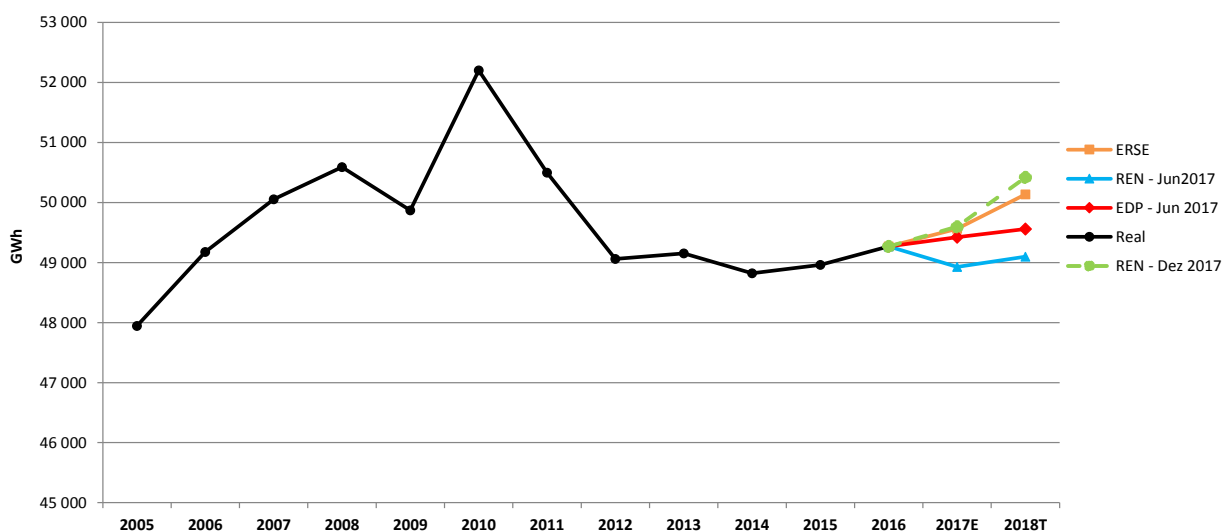
Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental

	2015 GWh	2016 GWh	2015 / 2016 %	2017 GWh	2016 / 2017 %	2018 GWh	2017 / 2018 %	2019 GWh	2018 / 2019 %	2020 GWh	2019 / 2020 %
Real	48 961	49 269	0,6%								
Previsões período regulatório 2015-2017	Período regulatório 2015-2017										
REN - Junho 2014	48 800	48 800	0,0%	49 000	0,4%						
EDP Distribuição - Junho 2014 [1]	48 814	49 184	0,8%	49 796	1,2%						
Previsões para Tarifas 2018						Período regulatório 2018-2020					
REN - Junho 2017				48 927	-0,7%	49 100	0,4%	49 200	0,2%	49 300	0,2%
EDP Dist - Junho 2017 [1]				49 424	0,3%	49 559	0,3%	49 880	0,6%	50 416	1,1%
REN - previsões mensais dezembro 2017				49 598	0,7%	50 419	1,7%				
ERSE				49 563	0,6%	50 136	1,2%				

[1] Os valores de energia de 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.

⁶ Tendo como base os fornecimentos corrigidos da sobrefaturação que foi reportada pela EDP Distribuição.

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



O Quadro 2-5 resume as estimativas para 2017 e as previsões para 2018 das entregas de eletricidade por nível de tensão a clientes ligados à rede pública, que foram considerados pela ERSE no cálculo tarifário de 2018, bem como os valores correspondentes perspetivados pela EDP Distribuição.

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

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP D junho 2017		ERSE Tarifas 2018		Diferenças ERSE - EDP D	
	2015	2016	2017	2018	2017	2018	2017	2018
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	48 392	48 629	48 722	48 876	48 859	49 445	137	569
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 116 9,77%	4 029 9,48%	4 389 10,40%	4 098 9,61%	4 099 9,61%	4 148 9,61%	-290	50
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR	44 277	44 599	44 332	44 778	44 760	45 297	427	519
(Variação média anual)	1,07%	0,73%	0,12%	1,00%	0,36%	1,20%		
BT	21 069 (Variação média anual) 0,50%	21 458 1,84%	21 079 0,05%	21 372 1,39%	21 421 -0,17%	21 678 1,20%	342	306
MT	14 281 (Variação média anual) 2,48%	14 411 0,91%	14 498 1,52%	14 649 1,04%	14 534 0,85%	14 708 1,20%	35	59
AT	6 775 (Variação média anual) -0,30%	6 642 -1,95%	6 636 -2,05%	6 624 -0,17%	6 699 0,85%	6 779 1,20%	63	155
MAT	2 152 (Variação média anual) 1,89%	2 088 -2,98%	2 119 -1,55%	2 132 0,62%	2 106 0,85%	2 131 1,20%	-13	-1

O quadro seguinte resume as aquisições do CUR consideradas pela ERSE no cálculo tarifário de 2018 e os valores homólogos da EDP SU.

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

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP D junho 2017		ERSE Tarifas 2018		Diferenças ERSE - EDP D	
	2015	2016	2017	2018	2017	2018	2017	2018
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-13 851	-16 628	-17 594	-18 567	-16 607	-17 853	988	714
+ Produção em regime especial	20 457	21 507	21 391	21 550	20 427	21 645	-963	94
- Perdas na rede de Distribuição	842	597	566	413	460	483	-106	71
(perdas/fornecimentos)	14,84%	14,21%	17,51%	16,05%	13,91%	14,84%		
- Perdas na rede de Transporte	89	79	0	0	53	51	53	51
(perdas/fornecimentos)	1,56%	1,89%	0,00%	0,00%	1,61%	1,58%		
Total das aquisições	6 606	4 879	3 796	2 983	3 821	3 792	24	809

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, com o alargamento do período transitório, até final de 2020, vão vigorar tarifas transitórias para os clientes finais em baixa tensão, publicadas pela ERSE, não podendo a evolução previsional do mercado livre deixar de considerar este facto. Por outro lado, a análise previsional da ERSE considerou a possibilidade de os clientes em BTN poderem regressar às tarifas reguladas do comercializador de último recurso (CUR).

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

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

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

-
- Os clientes em AT, MT e BTE ainda abastecidos no mercado regulado deverão migrar gradualmente para o mercado livre ao longo do restante do ano 2017 e ainda durante os anos seguintes;
 - A passagem de clientes em BTN para mercado livre será relativamente linear durante o resto de 2017, prevendo-se que em 2018 esta não evolua da mesma forma, tendo em conta o enquadramento de retorno à tarifa regulada.

Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2016, cerca de 4,6 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento superior a 12% face a 2015. 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 2016 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado⁷ próximo dos 40 TWh, valor cerca de 3% superior ao observado em 2015 e o mais elevado da série histórica de consumos anualizados no mercado livre.

No final do mês de outubro de 2017, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 4 941 232, representando o seu consumo cerca de 93,1% 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.

⁷ Consumo anualizado corresponde ao valor de consumo que o número de consumidores em mercado livre verificaria no período de um ano.

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

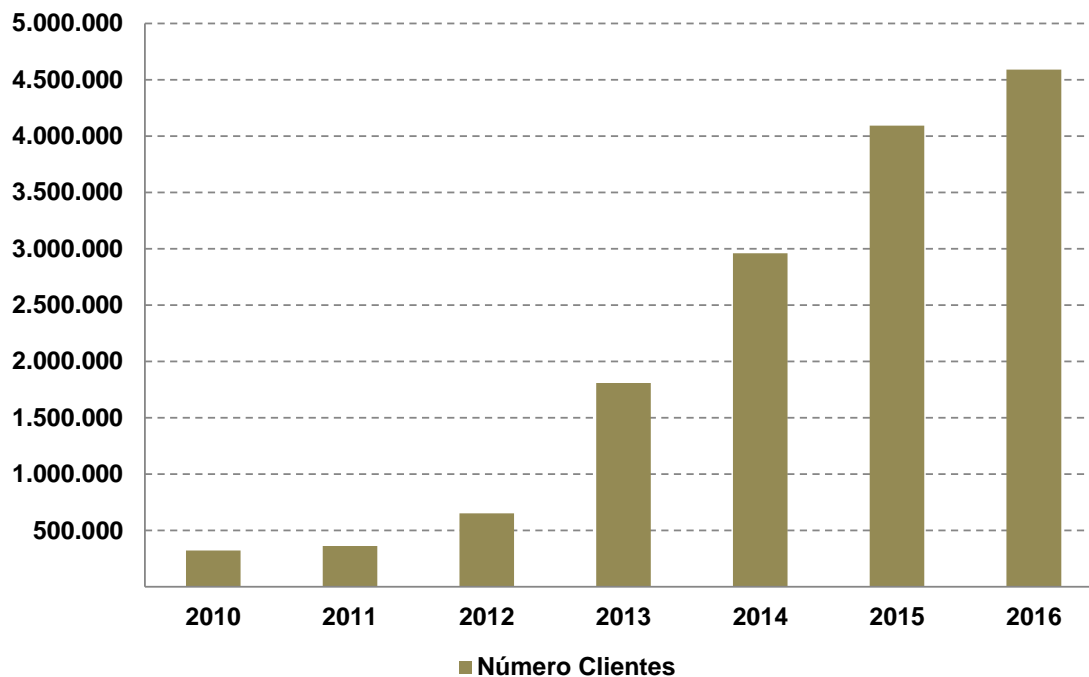
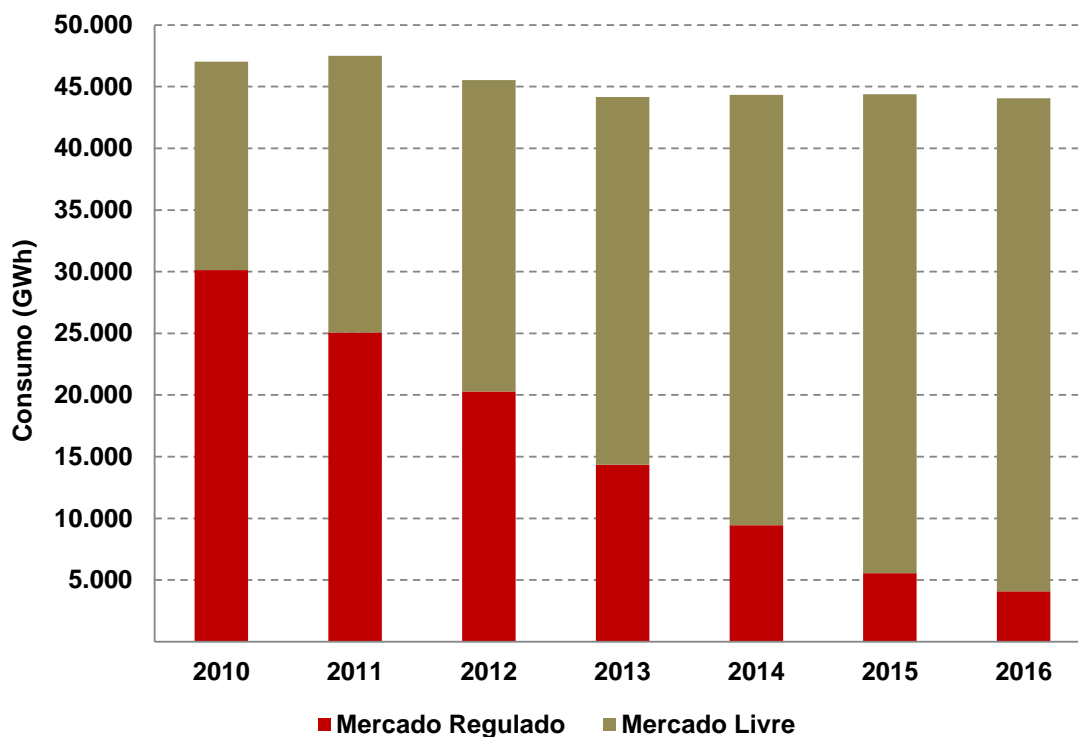


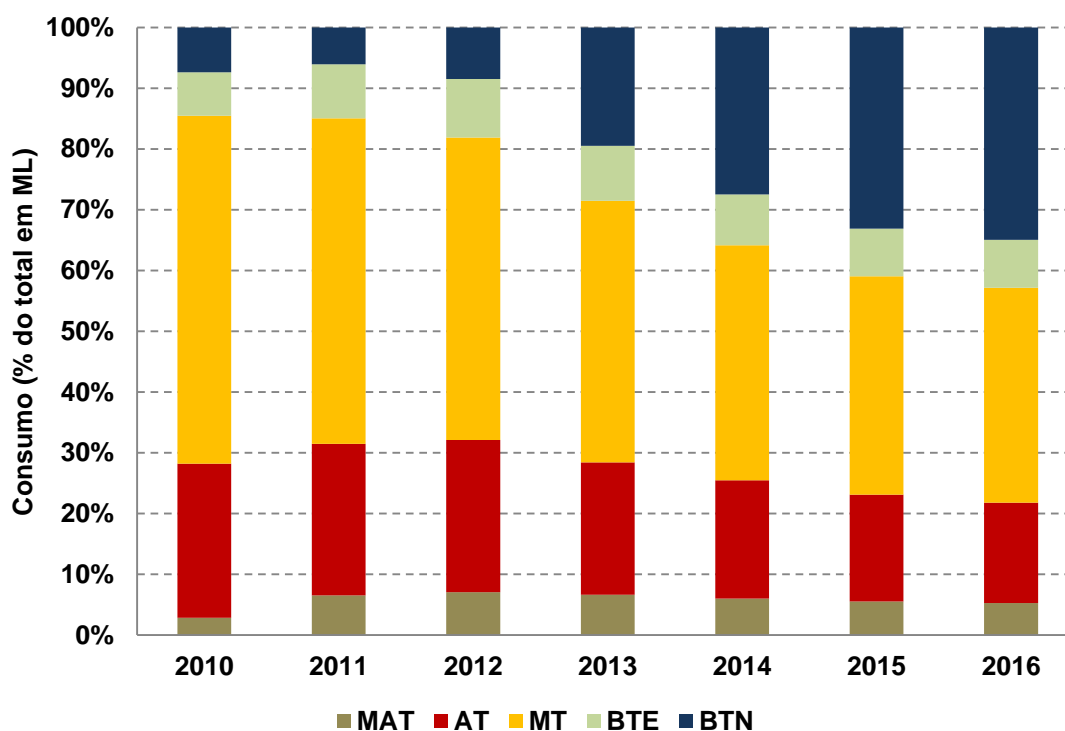
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



A evolução do número de clientes em mercado livre foi 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,  notória, a partir de 2013, a intensificação da migração para mercado de clientes em BTN, facto que vem determinar uma alteração da estrutura do consumo do mercado livre quando caracterizada por nível de tensão.

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



Deste quadro evolutivo, resulta a estimativa de número e consumo de clientes em mercado livre que constam da Figura 2-6 e da Figura 2-7. O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor médio global de cerca de 4,88 milhões de clientes em 2017 e cerca de 4,9 milhões em 2018. No que respeita às estimativas de consumo para 2017 e 2018, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 92,6% e 92,9% do consumo total. Em 2017, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual dos clientes de maior consumo individual devido, por um lado,  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, uma redução do consumo de forma menos acentuada em mercado regulado. Em 2018 o desenvolvimento do mercado liberalizado não se prevê tão acelerado como nos últimos anos, na medida em que a Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, vem consagrar a possibilidade de os clientes com contratos em regime de mercado optarem pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, viabilizando, nas situações previstas na Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, a contratação com o comercializador de último recurso.

Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2017 e 2018

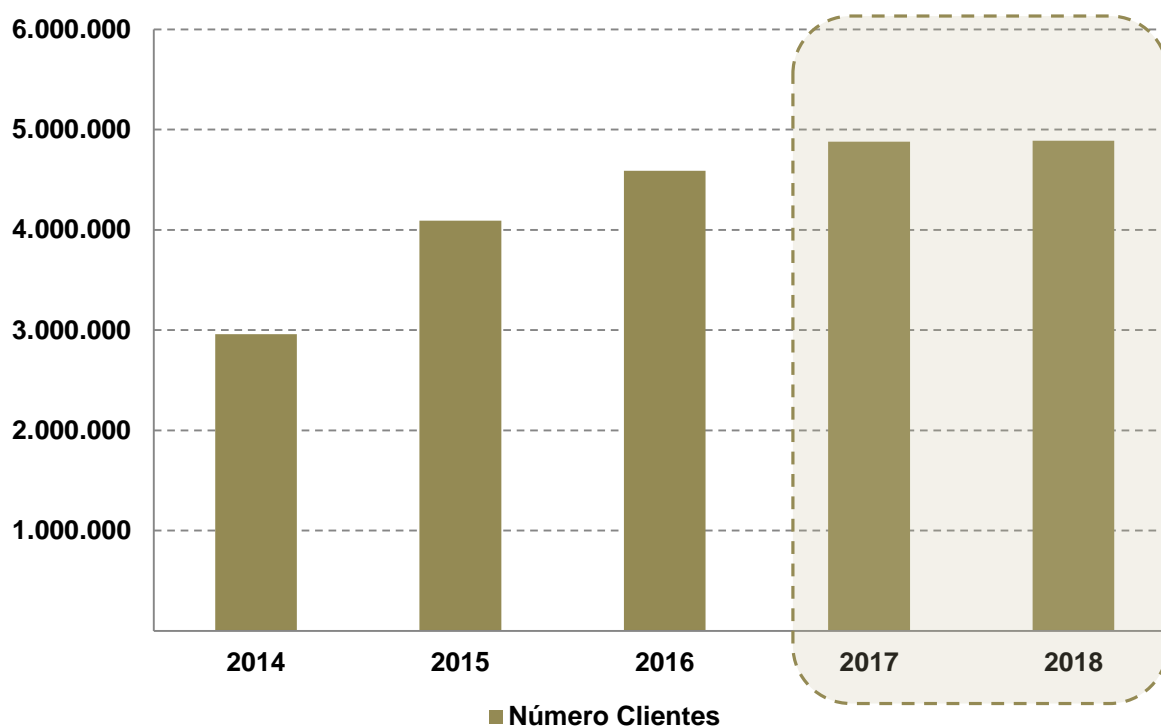
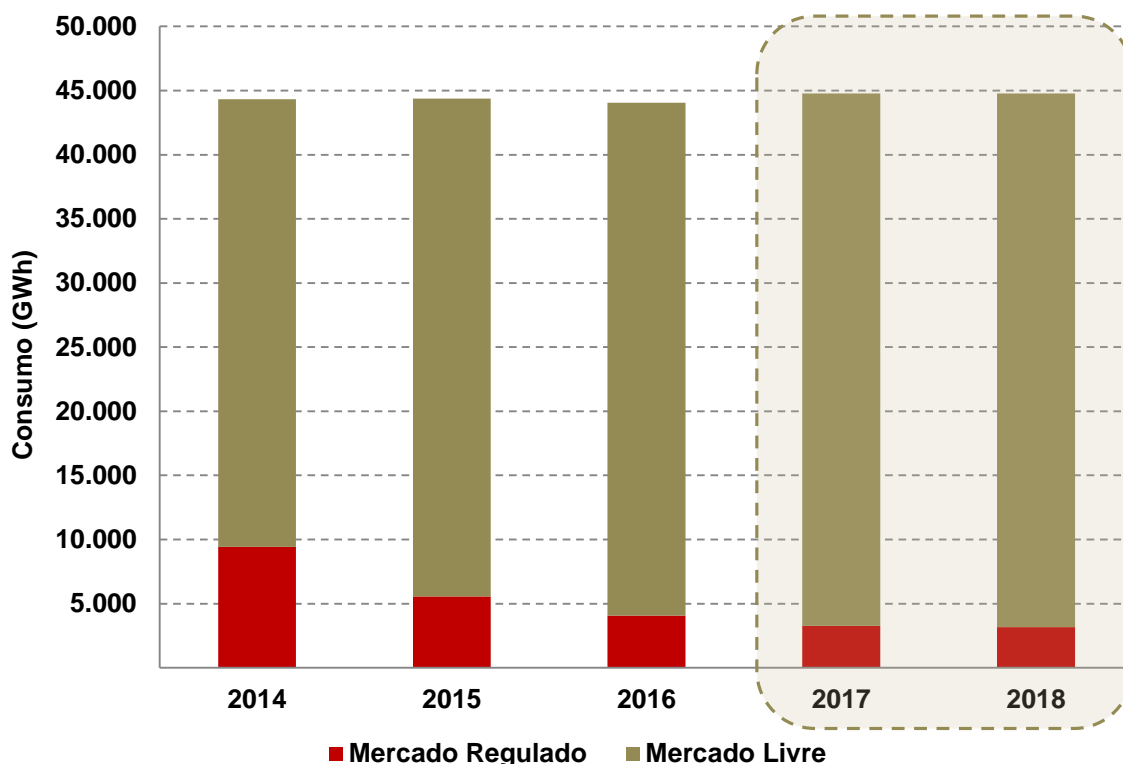


Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2017 e 2018



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 2016, a estimativa para 2017 e a previsão para 2018. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê um acréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2017 (+0,8%) e em 2018 (+0,5%). A estimativa de crescimento para 2017 assenta na recuperação dos consumos ligados à rede de BT, que contraria a ligeira queda nos consumos ligados à rede de MT para o mesmo ano. Em 2018, as previsões da EDA mantêm a tendência de crescimento, embora se perspetive um abrandamento nos consumos em BT e uma recuperação dos consumos em MT. Esta previsão mantém a tendência de crescimento observada desde 2014, ano em que se registou o valor mínimo dos fornecimentos de energia elétrica observado nos últimos anos na Região Autónoma dos Açores, com uma taxa média anual de crescimento até 2016 de 0,9% e prevista até 2018 de 0,8%.

A previsão da taxa de perdas na rede é de 6,9%, para 2017 e 2018, valor ligeiramente superior ao apurado para 2016 (6,6%).

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2015 e 2016, a estimativa para 2017 e a previsão para 2018 da EDA, que foram aceites integralmente pela ERSE para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2018.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA/ Valores adoptados pela ERSE	
	2015	2016	2017	Tarifas 2018 ^[2]
EMISSION PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	771 517	780 516	788 826	793 096
(Variação média anual)	0,2%	1,2%	1,1%	0,5%
- Perdas nas redes	49 822	48 422	50 791	51 160
(perdas/fornecimentos)	6,9%	6,6%	6,9%	6,9%
- Consumos Próprios ^[1]	1 543	1 918	1 797	1 833
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	720 152	730 176	736 238	740 102
(Variação média anual)	0,5%	1,4%	0,8%	0,5%
BT	441 225	448 051	454 469	455 887
(Variação média anual)	-0,1%	1,5%	1,4%	0,3%
MT	278 926	282 124	281 769	284 215
(Variação média anual)	1,4%	1,1%	-0,1%	0,9%

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EDA para 2017.

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 2016, estimativas para 2017 e previsões para 2018. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EEM prevê para 2017 e 2018 um crescimento do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira da ordem de 0,3% e 0,5%, respetivamente. Esta previsão está em linha com o observado em 2016, em que ocorreu um aumento do consumo de 0,5%, embora para 2017 e 2018 seja suportado equitativamente pelos níveis de tensão MT e BT. Assim, mantém-se a tendência de crescimento observada desde 2013, ano em que se registou o valor mínimo dos fornecimentos de energia elétrica observado nos últimos anos na Região Autónoma da Madeira, com uma taxa média anual de crescimento até 2016 de 0,5%, que se deverá manter até 2018.

A previsão da taxa de perdas na rede é de 9,1% para 2017 e 2018, 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 integralmente na determinação dos proveitos permitidos e das tarifas para 2017.

Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM/ Valores adoptados pela ERSE	
	2015	2016	2017	Tarifas 2018 ^[2]
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	857 324	860 966	863 254	867 712
(Variação média anual)	-0,2%	0,4%	0,3%	0,5%
- Perdas nas redes	72 027	71 914	71 918	72 103
(perdas/fornecimentos)	9,2%	9,1%	9,1%	9,1%
- Consumos Próprios ^[1]	949	962	965	970
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	784 348	788 091	790 372	794 639
(Variação média anual)	-0,2%	0,5%	0,3%	0,5%
BT	580 716	579 127	580 803	583 939
(Variação média anual)	-2,0%	-0,3%	0,3%	0,5%
MT	203 632	208 964	209 569	210 700
(Variação média anual)	5,4%	2,6%	0,3%	0,5%

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EEM para 2017.

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 2016 (2016R) e previstos nas tarifas para 2017 (2017T) e nas tarifas para 2018 (2018T), em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2018

Balço de energia elétrica

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

2016 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%	2 088	5,2%	0	0,0%	0	0,0%	2 088	4,5%	0	0,0%	72	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	72	0,0%
AT	27	0,6%	6 615	16,4%	0	0,0%	0	0,0%	6 642	14,4%	3	0,0%	295	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	299	0,0%
MT	162	3,8%	14 249	35,3%	282	38,6%	209	26,5%	14 902	32,3%	1 119	0,1%	22 958	0,5%	758	0,6%	304	0,2%	25 139	0,4%
BT	4 013	95,5%	17 445	43,2%	448	61,4%	579	73,5%	22 485	48,8%	1 563 481	99,9%	4 536 820	99,5%	122 252	99,4%	136 547	99,8%	6 359 100	99,6%
BTE	165	3,9%	3 125	7,7%	55	7,6%	144	18,2%	3 488	7,6%	2 493	0,2%	32 294	0,7%	643	0,5%	1 166	0,9%	36 596	0,6%
BTN > 20.7 kVA	313	7,5%	1 708	4,2%	44	6,0%	67	8,4%	2 132	4,6%	11 413	0,7%	53 562	1,2%	1 537	1,2%	2 294	1,7%	68 806	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA	3 428	81,6%	12 476	30,9%	346	47,4%	321	40,8%	16 571	35,9%	1 356 278	86,7%	4 240 794	93,0%	114 877	93,4%	129 284	94,5%	5 841 234	91,5%
BTN <= 2.3 kVA	107	2,5%	136	0,3%	3	0,3%	48	6,0%	293	0,6%	193 297	12,4%	210 170	4,6%	5 195	4,2%	3 803	2,8%	412 465	6,5%
TOTAL	4 202	100,0%	40 397	100,0%	730	100,0%	788	100,0%	46 118	100,0%	1 564 603	100,0%	4 560 145	100,0%	123 010	100,0%	136 852	100,0%	6 384 610	100,0%

2017T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2 168	5,2%	0	0,0%	0	0,0%	2 168	4,7%	0	0,0%	69	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	69	0,0%
AT	0	0,0%	7 101	16,9%	0	0,0%	0	0,0%	7 101	15,2%	0	0,0%	296	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	296	0,0%
MT	142	4,6%	14 280	34,0%	266	37,2%	198	24,6%	14 885	32,0%	834	0,1%	23 228	0,5%	763	0,6%	303	0,2%	25 128	0,4%
BT	2 968	95,4%	18 395	43,9%	448	62,8%	606	75,4%	22 417	48,1%	1 102 229	99,9%	4 974 891	99,5%	121 850	99,4%	136 238	99,8%	6 335 208	99,6%
BTE	147	4,7%	3 170	7,6%	48	6,7%	162	20,2%	3 527	7,6%	1 976	0,2%	32 006	0,6%	611	0,5%	1 176	0,9%	35 769	0,6%
BTN > 20.7 kVA	253	8,1%	1 738	4,1%	39	5,5%	64	8,0%	2 094	4,5%	9 125	0,8%	55 607	1,1%	1 446	1,2%	2 277	1,7%	68 454	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA	2 508	80,6%	13 296	31,7%	359	50,2%	377	47,0%	16 540	35,5%	982 878	89,1%	4 566 126	91,4%	114 025	93,0%	129 524	94,9%	5 792 553	91,1%
BTN <= 2.3 kVA	60	1,9%	191	0,5%	3	0,4%	2	0,3%	256	0,6%	108 250	9,8%	321 153	6,4%	5 768	4,7%	3 262	2,4%	438 433	6,9%
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%

2018T	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%	2 131	5,1%	0	0,0%	0	0,0%	2 131	4,6%	0	0,0%	74	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	74	0,0%
AT	16	0,5%	6 763	16,1%	0	0,0%	0	0,0%	6 779	14,5%	2	0,0%	304	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	307	0,0%
MT	81	2,5%	14 627	34,8%	284	38,4%	211	26,5%	15 203	32,5%	565	0,0%	23 960	0,5%	765	0,6%	304	0,2%	25 594	0,4%
BT	3 161	97,0%	18 518	44,0%	456	61,6%	584	73,5%	22 718	48,5%	1 280 612	100,0%	4 870 541	99,5%	123 272	99,4%	136 547	99,8%	6 410 972	99,6%
BTE	83	2,5%	3 274	7,8%	59	8,0%	145	18,2%	3 561	7,6%	1 191	0,1%	34 815	0,7%	664	0,5%	1 166	0,9%	37 836	0,6%
BTN > 20.7 kVA	252	7,7%	1 787	4,3%	44	5,9%	67	8,4%	2 150	4,6%	9 307	0,7%	56 200	1,1%	1 597	1,3%	2 294	1,7%	69 397	1,1%
BTN <= 20.7 kVA	2 751	84,5%	13 287	31,6%	350	47,3%	368	46,3%	16 756	35,8%	1 112 023	86,8%	4 530 849	92,6%	115 707	93,3%	129 284	94,5%	5 887 863	91,5%
BTN <= 2.3 kVA	75	2,3%	170	0,4%	3	0,3%	4	0,5%	251	0,5%	158 092	12,3%	248 676	5,1%	5 304	4,3%	3 803	2,8%	415 875	6,5%
TOTAL	3 257	100,0%	42 040	100,0%	740	100,0%	795	100,0%	46 831	100,0%	1 281 179	100,0%	4 894 879	100,0%	124 037	100,0%	136 852	100,0%	6 436 947	100,0%

3 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

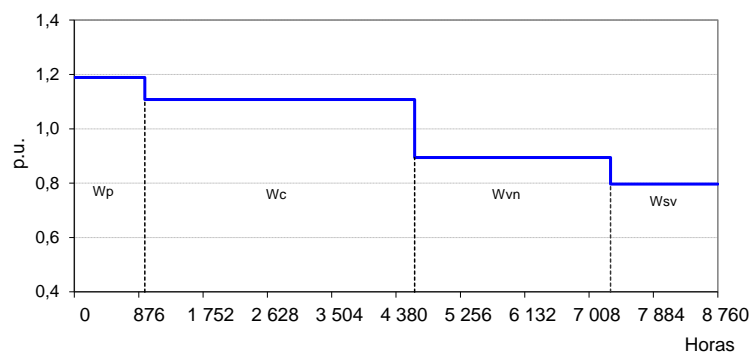
O Quadro 3-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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	6 441 246
	Horas cheias	22 977 749
	Horas de vazio normal	13 458 965
	Horas de super vazio	6 566 896

Na Figura 3-1 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de UGS retangularizado, em p.u. (por unidade), 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 2018



	UGS
Potência média anual [MW]	5 644

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	132 193
	Contratada	706 630
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	75 192
	Horas cheias	425 243
	Horas de vazio normal	358 418
	Horas de super vazio	206 073
Períodos II, III	Horas de ponta	51 449
	Horas cheias	451 676
	Horas de vazio normal	356 706
	Horas de super vazio	206 513
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	37 732 157
	Capacitiva	65 007 462

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	6 492 281
	Contratada	8 050 712
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 944 445
	Horas cheias	10 601 473
	Horas de vazio normal	6 642 969
	Horas de super vazio	3 104 487
Períodos II, III	Horas de ponta	2 370 160
	Horas cheias	11 499 357
	Horas de vazio normal	6 100 872
	Horas de super vazio	3 049 823
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	51 007 668
	Capacitiva	59 487 000

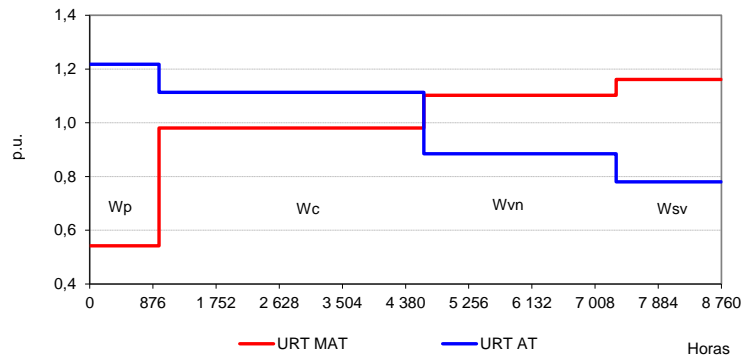
O quadro seguinte apresenta ainda as quantidades consideradas no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores.

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	30 612 234
	Horas de vazio	19 263 999

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 2018

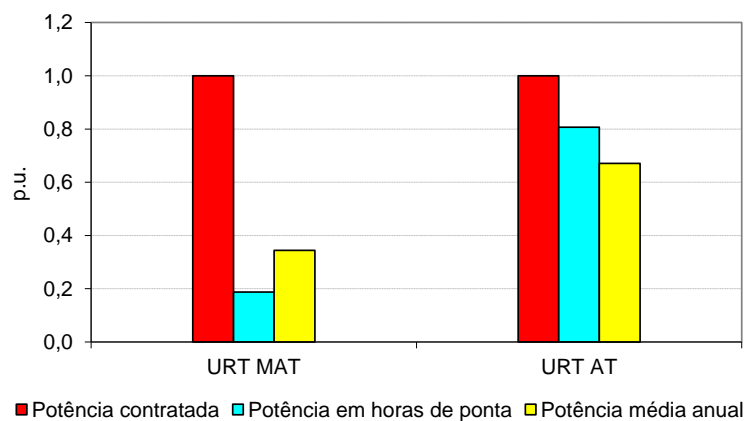


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	243	5 401

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]	707	8 051

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, juntamente com as tarifas do operador logístico de mudança de comercializador, 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, de Uso da Rede de Distribuição e as tarifas por atividade do operador logístico de mudança de comercializador 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 2018 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	2 131	4,7%	74	0,0%
AT	6 779	15,0%	307	0,0%
MT	14 708	32,5%	24 525	0,4%
BT	21 678	47,9%	6 151 153	99,6%
BTE	3 357	15,5%	36 006	0,6%
BTN	18 321	84,5%	6 115 147	99,4%
Total	45 297	100,0%	6 176 059	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 12 e os fatores de ajustamento para perdas são apresentados no capítulo 13.

4.1 FATORES DE SIMULTANEIDADE NAS REDES

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

ponta desses fornecimentos (que exprime melhor a utilização das redes de montante). O Regulamento Tarifário prevê que esta conversão de preços seja afetada por um coeficiente que relacione a potência média em horas de ponta dos fornecimentos na rede de jusante, com a potência máxima de 15 minutos (potência contratada) induzida por esses fornecimentos nos troços periféricos da rede de montante. O mesmo é dizer que as quantidades de potência contratada às quais se aplica a tarifa de uso de redes, relativamente às potências em horas de ponta nas redes de jusante, são afetadas pelos referidos coeficientes.

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

Estes coeficientes são definidos tendo por base a análise dos diagramas de trânsito de energia nas redes de distribuição em AT, MT e BT. Relacionando a potência média em horas de ponta com a potência máxima de 15 minutos de cada um dos diagramas de trânsito de energia por nível de tensão obtêm-se os valores apresentados no Quadro 4-3.

Quadro 4-2 – Evolução dos Coeficientes Potência em horas de ponta / Potência contratada entre 2013 e 2016

Fator de simultaneidade	Ciclo semanal				Ciclo semanal opcional			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
BT	0,674	0,596	0,577	0,636	0,704	0,623	0,600	0,660
MT	0,772	0,731	0,713	0,766	0,787	0,743	0,723	0,775
AT	0,689	0,664	0,622	0,699	0,705	0,678	0,634	0,710

Potência contratada (MW)	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
BT	5 701	5 650	5 446	4 905	5 701	5 650	5 446	4 905
MT	7 241	6 930	6 881	6 373	7 241	6 930	6 881	6 373
AT	7 309	6 730	7 181	6 264	7 309	6 730	7 181	6 264

Potência horas de ponta (MW)	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
BT	3 843	3 369	3 140	3 119	4 014	3 520	3 265	3 235
MT	5 593	5 063	4 905	4 885	5 696	5 149	4 976	4 939
AT	5 035	4 472	4 464	4 378	5 150	4 564	4 556	4 446

Considerando os valores apresentados atualizaram-se os valores dos coeficientes de potência em horas de ponta / potência contratada para 2018, de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 4-3 - Coeficientes Potência em horas de ponta / Potência contratada de uso de redes para 2018

δ_{AT}	0,700
δ_{MT}	0,700
δ_{BT}	0,700

4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

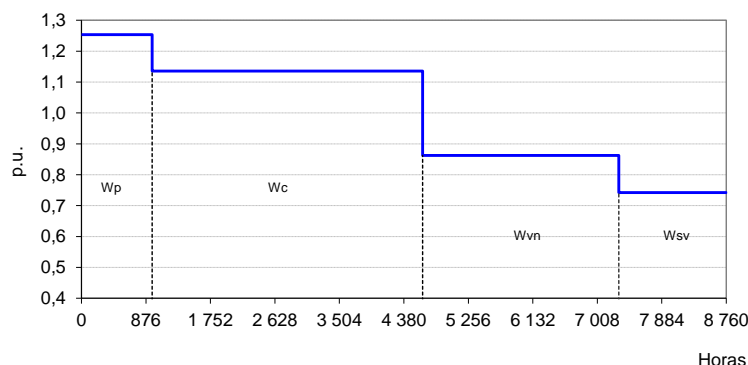
O Quadro 4-4 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia estão no referencial de entrega a clientes finais.

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

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência contratada (kW)		
MAT		706 630
AT		1 871 114
MT		5 940 139
BTE		1 982 337
BTN >		2 256 856
BTN <		34 633 577
Energia ativa (MWh)		
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 080 989
	Horas cheias	21 419 174
	Horas de vazio normal	11 996 824
	Horas de super vazio	5 799 675
MAT		2 131 270
AT		6 779 078
MT		14 707 972
BTE		3 356 962
BTN >		2 038 627
BTN <		16 282 755

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 2018



	UGS
Potência média anual [MW]	5 609

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 4-5 e o Quadro 4-6 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 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT}

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	132 193
	Contratada	706 630
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	75 192
	Horas cheias	425 243
	Horas de vazio normal	358 418
	Horas de super vazio	206 073
Períodos II, III	Horas de ponta	51 449
	Horas cheias	451 676
	Horas de vazio normal	356 706
	Horas de super vazio	206 513
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	37 732 157
	Capacitiva	65 007 462

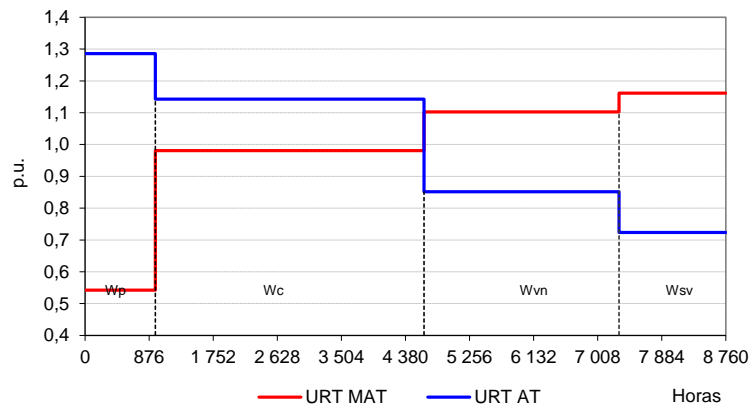
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de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

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 659 829
	Contratada	9 514 041
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 060 674
	Horas cheias	10 910 318
	Horas de vazio normal	6 281 465
	Horas de super vazio	2 854 502
Períodos II, III	Horas de ponta	2 564 411
	Horas cheias	11 624 848
	Horas de vazio normal	5 906 328
	Horas de super vazio	2 813 994
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 2018

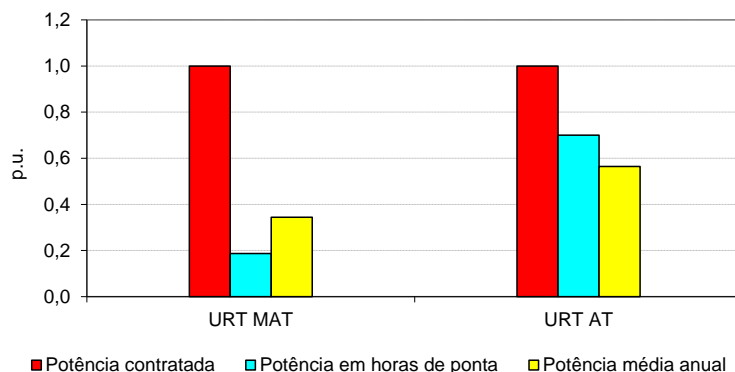


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	243	5 367

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]	707	9 514

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 4-7, o Quadro 4-8 e o Quadro 4-9 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 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT}

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 553 660
	Contratada	10 150 103
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 995 940
	Horas cheias	10 753 319
	Horas de vazio normal	6 206 368
	Horas de super vazio	2 825 960
Períodos II, III	Horas de ponta	2 523 530
	Horas cheias	11 457 568
	Horas de vazio normal	5 835 716
	Horas de super vazio	2 785 856
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	92 300 973
	Capacitiva	68 590 394

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

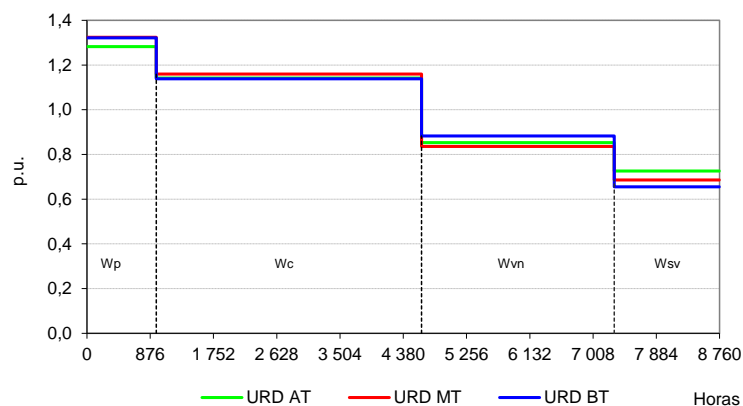
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	5 534 084
	Contratada	10 693 537
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 394 807
	Horas cheias	9 021 210
	Horas de vazio normal	5 014 567
	Horas de super vazio	2 198 815
Períodos II, III	Horas de ponta	2 140 300
	Horas cheias	9 520 033
	Horas de vazio normal	4 683 531
	Horas de super vazio	2 158 564
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	495 880 233
	Capacitiva	119 488 137

Quadro 4-9 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT}

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	3 033 715
	Contratada	38 872 770
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 006 487
	Horas cheias	5 209 162
	Horas de vazio normal	3 101 210
	Horas de super vazio	1 230 135
Períodos II, III	Horas de ponta	1 132 608
	Horas cheias	5 138 026
	Horas de vazio normal	2 723 542
	Horas de super vazio	1 137 173
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	254 020 935
	Capacitiva	63 236 297

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 2018

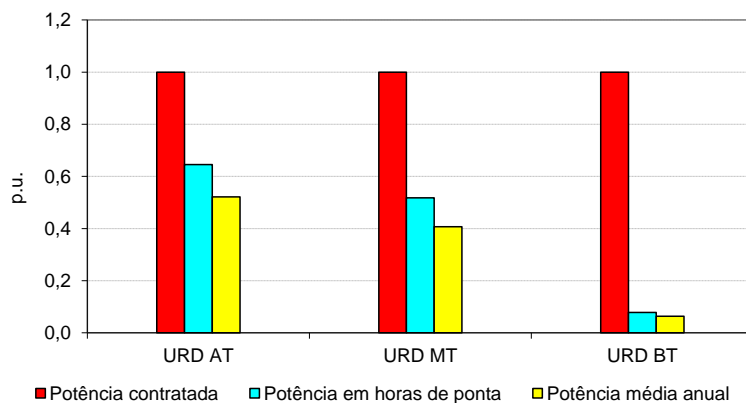


	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual [MW]	5 295	4 353	2 475

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]	10 150	10 694	38 873

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

5 PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa por atividade do operador logístico de mudança de comercializador é aplicada pelo OLMC ao operador da rede de distribuição em MT e AT e às entregas dos operadores das redes de distribuição, sendo repercutida nas tarifas de acesso às redes.

O Quadro 5-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa do operador logístico de mudança de comercializador. Considera-se a repercussão dos custos do OLMC através de preços de potência contratada, diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, no referencial de entrega a clientes finais.

Quadro 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa do operador de mudança de comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	QUANTIDADES
Potência contratada (kW)	
MAT	706 630
AT	1 871 114
MT	5 940 139
BTE	1 982 337
BTN	36 890 433

6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

6.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA

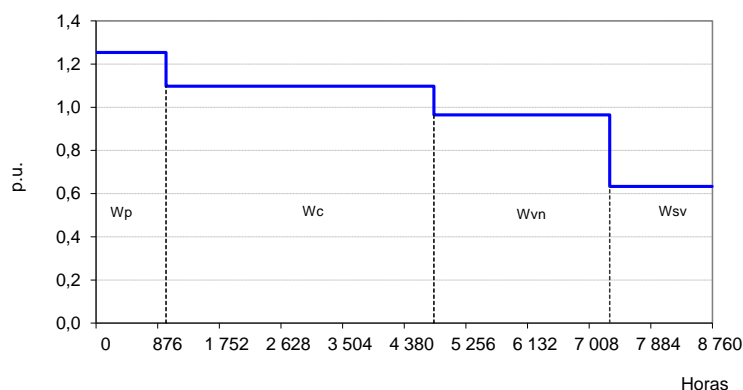
No Quadro 6-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa Transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até 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 6-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa transitória de energia

ENERGIA		QUANTIDADES
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	347 739
	Horas cheias	890 786
	Horas de vazio normal	548 348
	Horas de super vazio	204 681
Períodos II, III	Horas de ponta	178 460
	Horas cheias	870 957
	Horas de vazio normal	469 130
	Horas de super vazio	185 364

Na Figura 6-1 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 6-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa transitória de energia em 2018



	Tarifa de Energia
Potência média anual [MW]	422

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

6.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

O Quadro 6-2 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 à energia ativa por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Quadro 6-2 - 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)	567
Energia ativa	(MWh)	96 458
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1 191
Energia ativa	(MWh)	82 926
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1 279 422
Energia ativa	(MWh)	3 077 753

7 PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes de distribuição aplicáveis ao operador da rede de distribuição, sendo as quantidades apresentadas por opção tarifária e escalão de potência contratada, para o Continente, Região Autónoma dos Açores e Região Autónoma da Madeira.

Quadro 7-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - Continente

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES		QUANTIDADES
Potência contratada	(nº de clientes)	
Tarifa simples <2,3kVA	1,15	102 655
	2,3	13 775
Tarifa simples	3,45	366 932
	4,6	38 890
	5,75	17 582
	6,9	173 419
Tarifa bi-horária	1,15	8
	2,3	7
	3,45	21 504
	4,6	8 945
	5,75	4 752
Tarifa tri-horária	6,9	40 540
	1,15	95
	2,3	108
	3,45	3 894
	4,6	1 856
	5,75	1 274
	6,9	3 762
Energia ativa	(MWh)	
Tarifa simples <2,3kVA		61 363
Tarifa simples		856 762
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	110 363
	Horas de vazio	76 603
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	3 292
	Horas cheias	10 806
	Horas de vazio	22 091

Quadro 7-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - RAA

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES		QUANTIDADES
Potência contratada	(nº de clientes)	
Tarifa simples <2,3kVA	1,15	529
	2,3	23
	3,45	5 413
	4,6	93
	5,75	35
	6,9	2 782
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	34
	4,6	4
	5,75	1
	6,9	93
Tarifa tri-horária	1,15	1
	2,3	2
	3,45	879
	4,6	113
	5,75	53
	6,9	1 142
Energia ativa	(MWh)	
Tarifa simples <2,3kVA		273
Tarifa simples		12 028
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	205
	Horas de vazio	142
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	695
	Horas cheias	2 280
	Horas de vazio	4 662

Quadro 7-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - RAM

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES		QUANTIDADES
Potência contratada	(nº de clientes)	
Tarifa simples <2,3kVA	1,15	176
	2,3	23
	3,45	2 538
	4,6	47
	5,75	16
	6,9	3 115
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	67
	4,6	5
	5,75	1
	6,9	312
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	19
	4,6	5
	5,75	6
	6,9	7
Energia ativa	(MWh)	
Tarifa simples <2,3kVA		105
Tarifa simples		9 547
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	631
	Horas de vazio	438
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	10
	Horas cheias	33
	Horas de vazio	67

8 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 MAT, AT, MT, BTE e BTN do comercializador de último recurso apresentam-se nos quadros seguintes. No Quadro 8-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 8-2 ao Quadro 8-7 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação.

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 2016, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2018 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Quadro 8-1 - 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	16	0,5%	2	0,0%
MT	81	2,5%	565	0,0%
BT	3 161	97,0%	1 280 612	100,0%
BTE	83	2,6%	1 191	0,1%
BTN	3 078	97,4%	1 279 422	99,9%
Total	3 257	100,0%	1 281 179	100,0%

8.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE PORTUGAL CONTINENTAL

Quadro 8-2 - 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)		
Potência		(kW)		
Tarifa de longas utilizações		5 401		
	Horas de ponta	10 173		
	Contratada	6 255		
Tarifa de médias utilizações		17 666		
	Horas de ponta	468		
	Contratada	4 797		
Energia ativa		(MWh)		
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	2 895	
		Horas cheias	8 411	
		Horas de vazio normal	4 363	
		Horas de super vazio	2 365	
		Horas de ponta	2 124	
	Períodos II, III	Horas cheias	9 649	
		Horas de vazio normal	4 345	
		Horas de super vazio	2 484	
		Horas de ponta	3 404	
		Horas cheias	9 369	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de vazio normal	4 486	
		Horas de super vazio	2 448	
		Horas de ponta	2 613	
	Períodos II, III	Horas cheias	11 147	
		Horas de vazio normal	4 860	
		Horas de super vazio	2 584	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	262	
		Horas cheias	677	
		Horas de vazio normal	391	
		Horas de super vazio	201	
		Horas de ponta	198	
	Períodos II, III	Horas cheias	826	
		Horas de vazio normal	447	
		Horas de super vazio	258	
		Energia reativa		(kvarh)
		Indutiva		2 724 424
Capacitiva		656 482		

Quadro 8-3 - 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)		1 191	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	4 895	
	Contratada	13 528	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6 726	
	Contratada	35 442	
Energia ativa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	3 183
		Horas cheias	8 657
		Horas de vazio normal	3 540
		Horas de super vazio	1 825
	Períodos II, III	Horas de ponta	2 690
		Horas cheias	8 587
		Horas de vazio normal	3 577
		Horas de super vazio	1 838
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	4 495
		Horas cheias	11 894
		Horas de vazio normal	4 776
		Horas de super vazio	2 423
	Períodos II, III	Horas de ponta	4 173
		Horas cheias	13 029
		Horas de vazio normal	5 503
		Horas de super vazio	2 738
Energia reativa (kvarh)			
	Indutiva	6 275 013	
	Capacitiva	1 562 110	

Quadro 8-4 - 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	323
	34,5	106
	41,4	86
	27,6	2 943
	34,5	2 589
	41,4	3 110
Energia ativa (MWh)		
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	3 878
	Horas cheias	13 410
	Horas vazio	22 338
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	41 028
	Horas cheias	109 888
	Horas vazio	58 258

Quadro 8-5 - 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	41
	34,5	46
	41,4	46
Energia ativa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	287
	Horas cheias	906
	Horas de vazio	706

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2018

Procura considerada nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

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

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	498 008	
	4,6	52 782	
	5,75	23 863	
	6,9	235 368	
	10,35	58 224	
	13,8	22 771	
	17,25	7 410	
	20,7	25 899	
	Tarifa bi-horária	1,15	11
		2,3	10
		3,45	29 186
		4,6	12 141
		5,75	6 449
		6,9	55 021
10,35		15 204	
13,8		7 504	
17,25		2 469	
20,7		7 870	
Tarifa tri-horária		1,15	129
		2,3	147
		3,45	5 285
		4,6	2 520
	5,75	1 729	
	6,9	5 106	
	10,35	2 900	
	13,8	1 517	
	17,25	635	
	20,7	1 044	
	Energia ativa		MWh
	Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		1 362 788
	Tarifa simples $> 6,9$ kVA		588 604
	Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	168 898
Horas de vazio		117 233	
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	150 350	
	Horas de vazio	103 881	
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	9 520	
	Horas de cheias	31 249	
	Horas de vazio	63 884	
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	11 700	
	Horas de cheias	39 455	
	Horas de vazio	84 052	

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples (kVA)	1,15	139 326
	2,3	18 696
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		75 021

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<20,7 kVA)		QUANTIDADES	
Potência contratada	(nº de clientes)		
Tarifa simples	3,45	10 460	
	4,6	256	
	5,75	74	
	6,9	11 926	
	10,35	4 955	
	13,8	938	
	17,25	207	
	20,7	832	
	Tarifa bi-horária	3,45	34
		4,6	7
5,75		3	
6,9		177	
10,35		316	
13,8		135	
17,25		41	
Tarifa tri-horária	20,7	212	
	3,45	8	
	4,6	0	
	5,75	0	
	6,9	198	
	10,35	84	
	13,8	33	
	17,25	1	
	20,7	11	
Energia ativa	(MWh)		
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		7 502	
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		9 740	
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	153	
	Horas de vazio	142	
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	1 315	
	Horas de vazio	1 307	
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	8	
	Horas de cheias	17	
	Horas de vazio	16	
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	39	
	Horas de cheias	99	
	Horas de vazio	78	

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

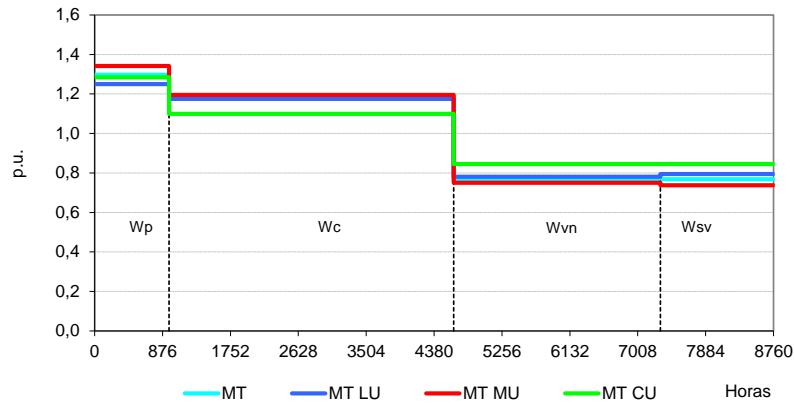
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

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

8.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 8-1 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 8-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária

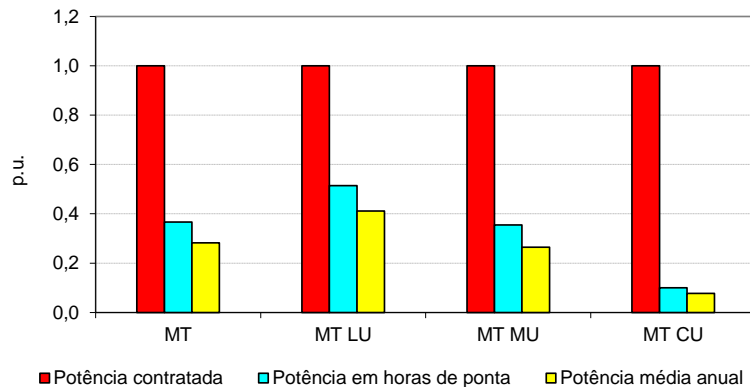


	MT	MT LU	MT MU	MT CU
Potência média anual [kW]	9 225	4 182	4 670	372
Potência média anual por cliente [kW]	16	40	12	5

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

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

Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT



	MT	MT LU	MT MU	MT CU
Potência contratada [kW/mês]	32 636	10 173	17 666	4 797
Potência contratada por cliente [kW/mês]	58	98	46	60

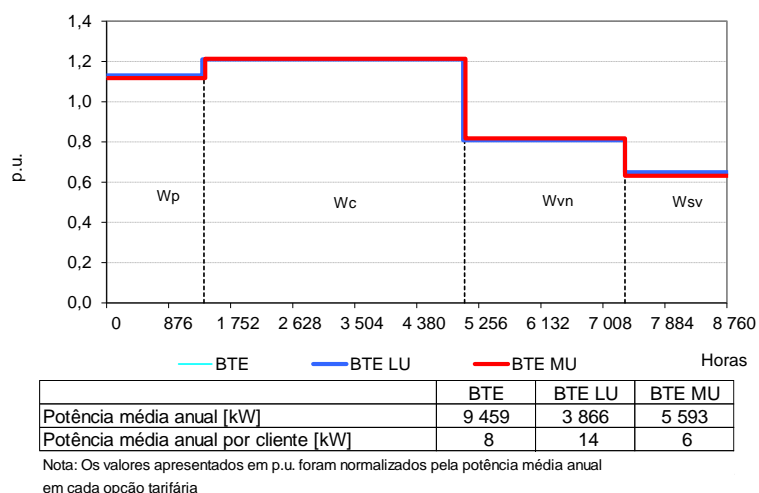
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada em cada opção tarifária

Verifica-se, na Figura 8-2, 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 (3 601 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 2 316 e 680 horas, respetivamente.

8.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

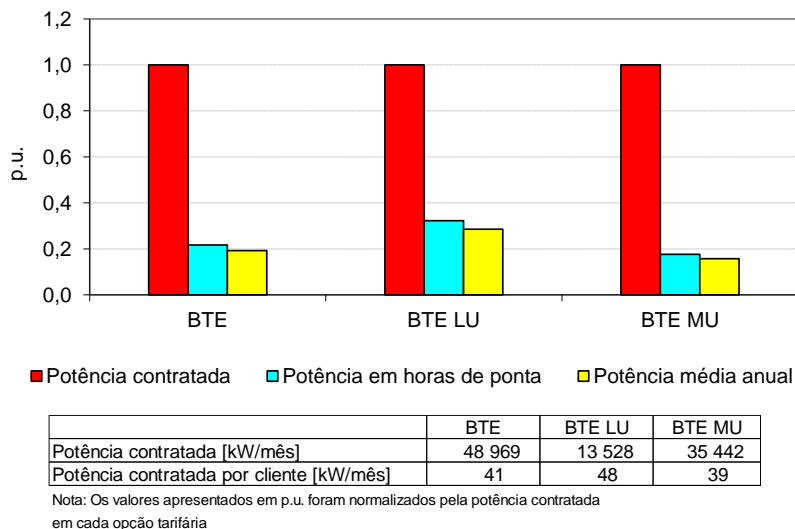
Na Figura 8-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à opção tarifária de BTE, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (BTE LU) e Médias Utilizações (BTE MU).

Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária



Da Figura 8-4 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 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE



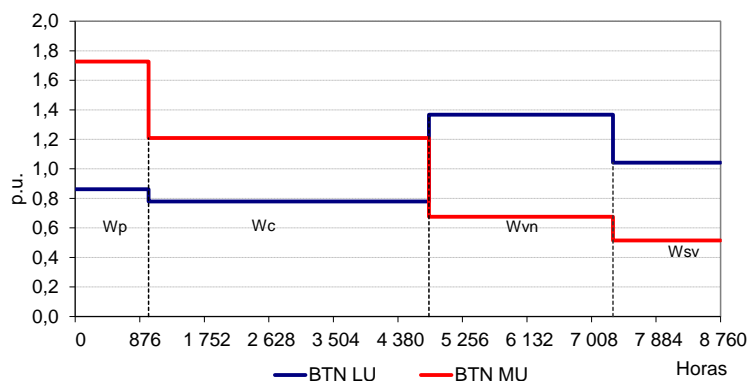
Na BTE as opções tarifárias de longas e de médias utilizações apresentam utilizações da potência contratada de, respetivamente, 2 503 e 1 382 horas.

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: Longas Utilizações (BTN LU) e Médias Utilizações (BTN MU).

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 12.2. relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 8-5 - 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]	4 523	23 878
Potência média anual por cliente [kW]	9	3

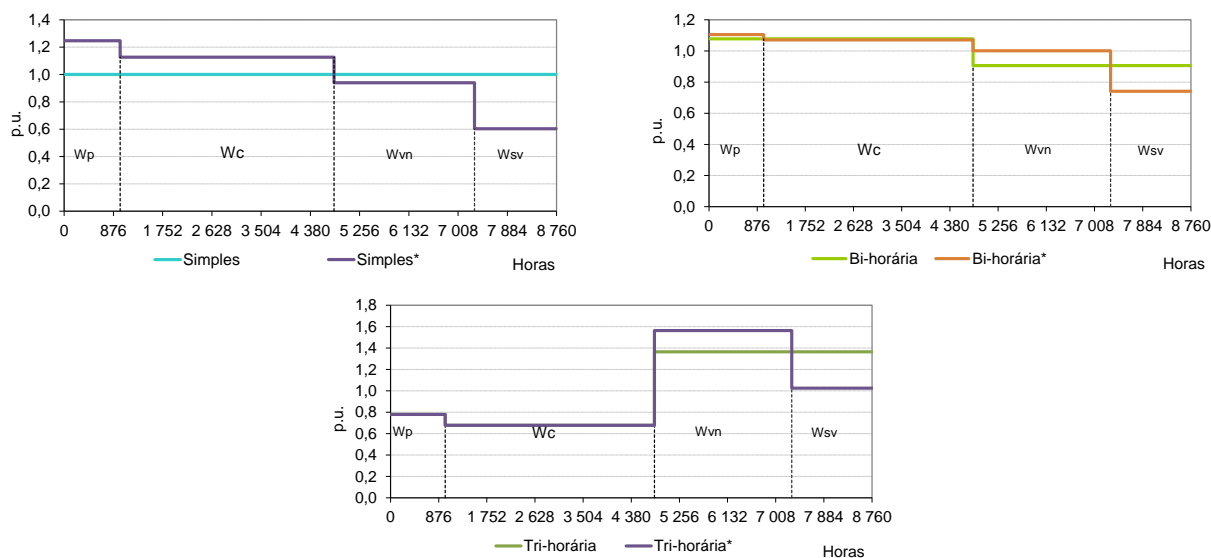
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

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, desagregados por 4 períodos horários: tarifa simples*, tarifa bi-horária* e tarifa tri-horária*.

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



	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual [kW]	222 762	61 685	27 381
Potência média anual por cliente [kW]	0,24	0,45	1,30

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

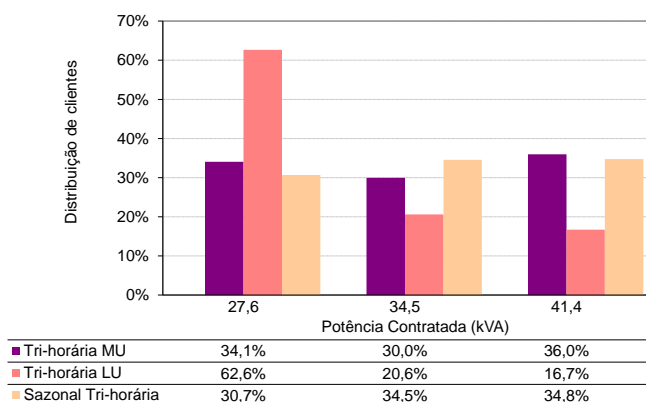
Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.4 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.5 para a opção tarifária Simples.

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.

8.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA EM BAIXA TENSÃO NORMAL

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

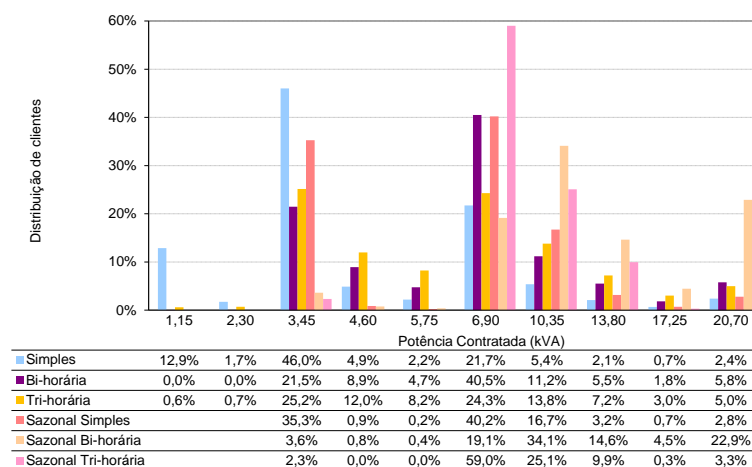
Figura 8-7 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	Tri-horária MU	Tri-horária LU	Sazonal Tri-horária
	8 642	515	132

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

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



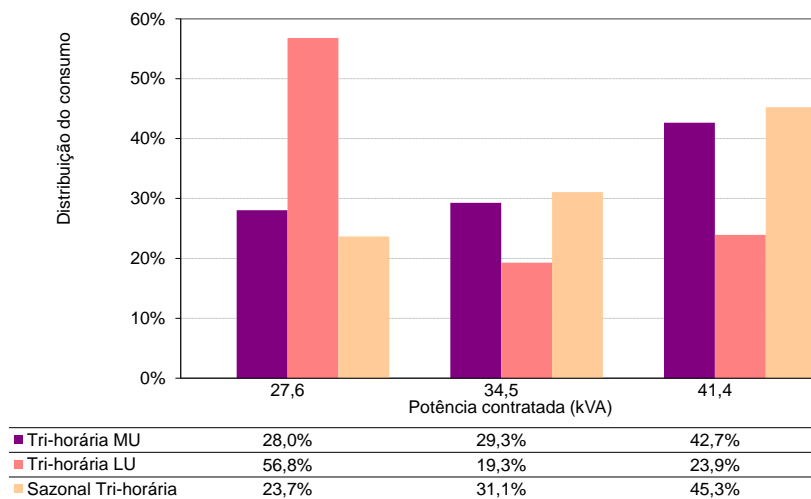
Número de clientes por opção tarifária	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simples	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária
	1 082 347	135 866	21 012	29 648	926	335

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

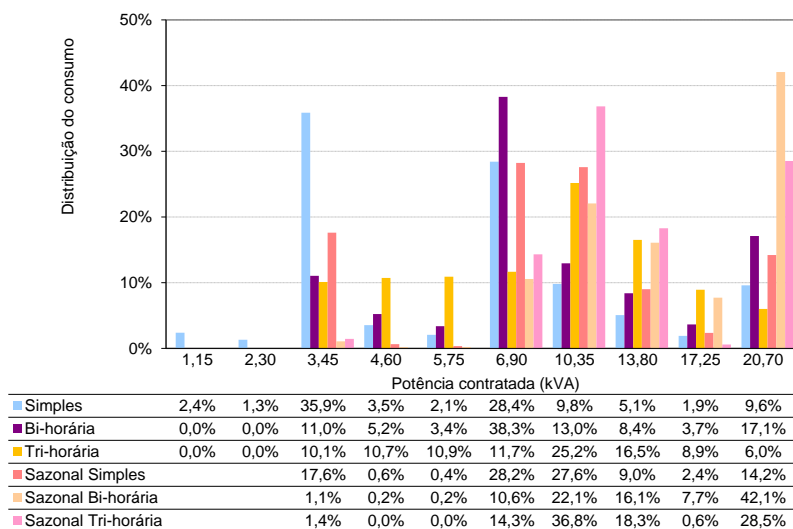
Figura 8-9 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



	Tri-horária MU	Tri-horária LU	Sazonal Tri-horária
Potência média anual [kW]	23 878	4 523	217
Potência média anual por cliente [W]	2 763	8 779	1 640

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

Figura 8-10 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)



	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simples	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária
Potência média anual [kW]	231 326	61 685	27 381	1 968	333	29
Potência média anual por cliente [W]	214	454	1 303	66	360	88

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

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

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

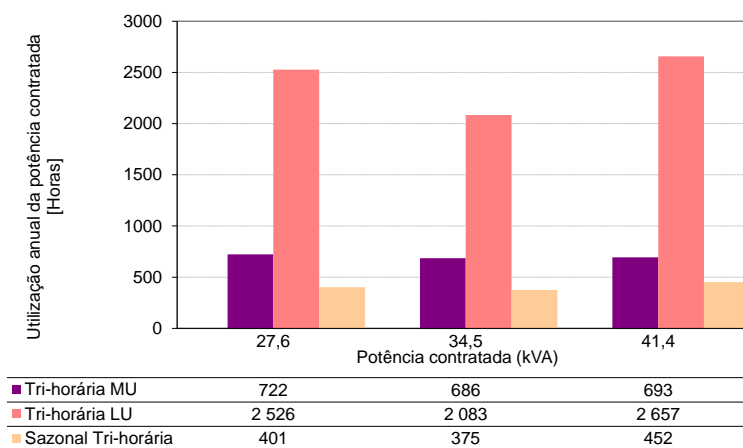
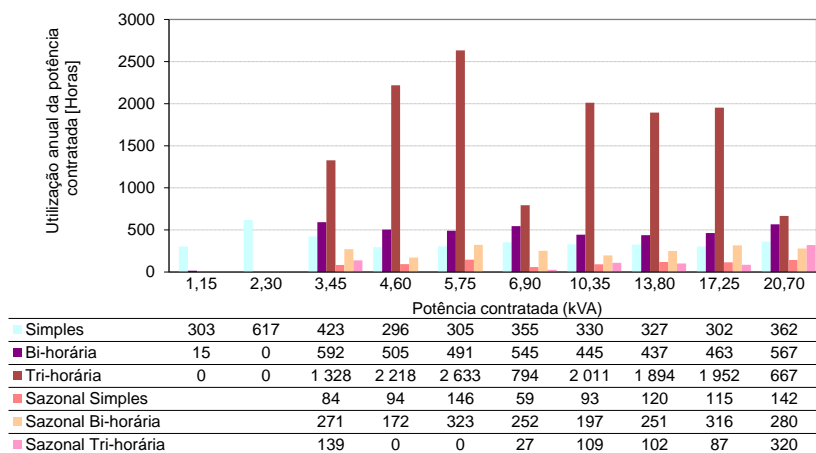


Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN ≤ 20,7 kVA)



9 PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO

Neste capítulo caracterizam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado (ML). As entregas de energia e potência utilizadas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do ML apresentam-se nos quadros seguintes.

No Quadro 9-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 9-2 ao Quadro 9-7 apresentam-se, para cada 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 2016, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2018 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

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 9-1 - Resumo das quantidades previstas para os clientes no mercado liberalizado

Clientes no Mercado Liberalizado	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2 131	5,1%	74	0,0%
AT	6 763	16,1%	304	0,0%
MT	14 627	34,8%	23 960	0,5%
BT	18 518	44,0%	4 870 541	99,5%
BTE	3 274	17,7%	34 815	0,7%
BTN	15 244	82,3%	4 835 725	99,3%
Total	42 040	100,0%	4 894 879	100,0%

9.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO MERCADO LIBERALIZADO

Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MAT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	74
Potência	(kW)	
	Horas de ponta	132 193
	Contratada	706 630
Energia ativa	(MWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	75 192
	Horas cheias	425 243
	Horas de vazio normal	358 418
	Horas de super vazio	206 073
Períodos II, III	Horas de ponta	51 449
	Horas cheias	451 676
	Horas de vazio normal	356 706
	Horas de super vazio	206 513
Energia reativa	(kvarh)	
	Indutiva	37 732 157
	Capacitiva	65 007 462

Quadro 9-3 - 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)	304
Potência	(kW)	
	Horas de ponta	756 617
	Contratada	1 866 794
Energia ativa	(MWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	439 881
	Horas cheias	1 354 595
	Horas de vazio normal	1 020 949
	Horas de super vazio	566 905
Períodos II, III	Horas de ponta	281 556
	Horas cheias	1 538 893
	Horas de vazio normal	992 521
	Horas de super vazio	568 128
Energia reativa	(kvarh)	
	Indutiva	92 087 887
	Capacitiva	68 432 046

Quadro 9-4 - 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)		23 960
Potência (kW)		
	Horas de ponta	2 194 581
	Contratada	5 907 504
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 187 531
	Horas cheias	3 340 914
	Horas de vazio normal	1 672 766
	Horas de super vazio	907 572
Períodos II, III	Horas de ponta	893 121
	Horas cheias	3 913 890
	Horas de vazio normal	1 747 161
	Horas de super vazio	964 209
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	493 155 809
	Capacitiva	118 831 655

Quadro 9-5 - 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)		34 815
Potência (kW)		
	Horas de ponta	458 804
	Contratada	1 933 368
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	303 120
	Horas cheias	811 396
	Horas de vazio normal	328 308
	Horas de super vazio	167 715
Períodos II, III	Horas de ponta	270 962
	Horas cheias	853 438
	Horas de vazio normal	358 468
	Horas de super vazio	180 628
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	247 745 923
	Capacitiva	61 674 187

Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA)

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa tri-horária	27,6	20 002
	34,5	16 584
	41,4	19 614
Energia ativa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	322 077
	Horas cheias	885 178
	Horas de vazio	579 425

Quadro 9-7 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) Tri-Horária, Bi-horária e Simples

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada	(nº de clientes)	
Tarifa simples	3,45	2 071 550
	4,6	216 084
	5,75	97 520
	6,9	1 007 499
	10,35	257 394
	13,8	96 596
	17,25	31 033
	20,7	108 903
Tarifa bi-horária	1,15	43
	2,3	41
	3,45	119 045
	4,6	49 492
	5,75	26 289
	6,9	224 883
	10,35	63 229
	13,8	31 125
Tarifa tri-horária	17,25	10 227
	20,7	32 926
	1,15	526
	2,3	598
	3,45	21 565
	4,6	10 265
	5,75	7 044
	6,9	21 608
10,35	12 158	
13,8	6 315	
17,25	2 592	
20,7	4 299	
Energia ativa	(MWh)	
Tarifa simples		9 504 672
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 548 434
	Horas de vazio	1 074 548
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	102 681
	Horas cheias	341 927
	Horas de vazio	714 697

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência	(nº de clientes)	
Tarifa simples	1,15	219 254
	2,3	29 422
Energia ativa	MWh	
Tarifa simples		169 989

9.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO DOS CLIENTES NO MERCADO

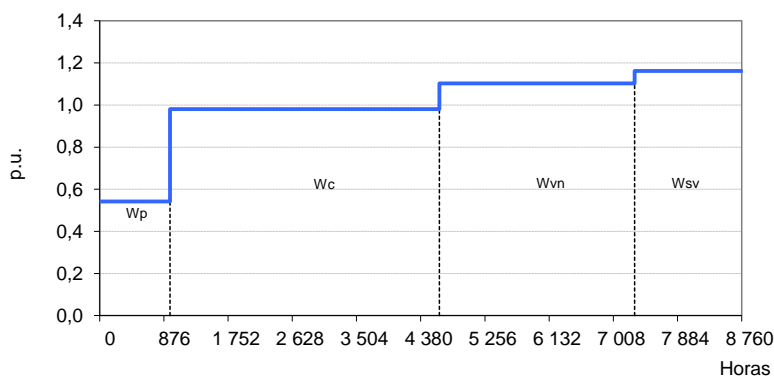
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.

9.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

Na Figura 9-1 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 9-2

apresentam-se as potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT.

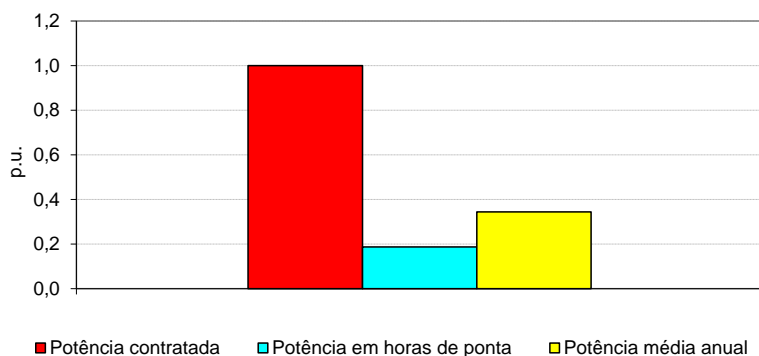
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário



	MAT
Potência média anual [kW]	243 296
Potência média anual por cliente [kW]	3 288

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

Figura 9-2 - Potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT



	MAT
Potência contratada [kW/mês]	706 630
Potência contratada por cliente [kW/mês]	9 549

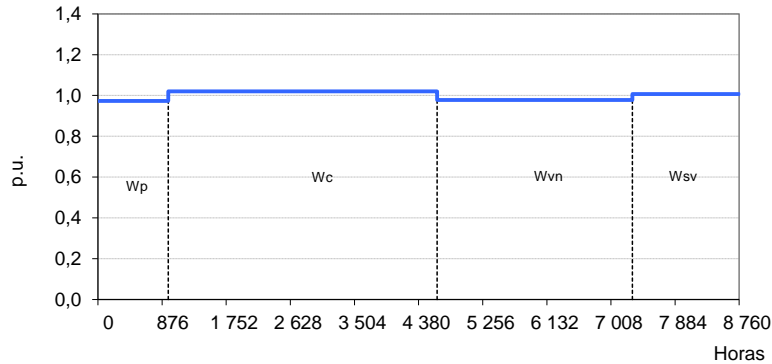
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.2 ALTA TENSÃO

Na Figura 9-3 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 9-4

apresentam - se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT.

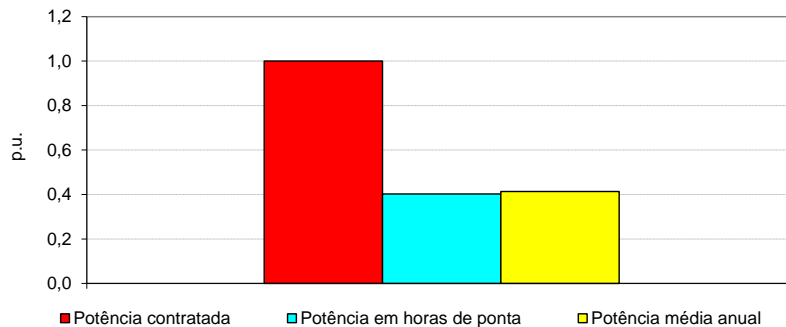
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário



	AT
Potência média anual [kW]	772 081
Potência média anual por cliente [kW]	2 536

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

Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT



	AT
Potência contratada [kW/mês]	1 866 794
Potência contratada por cliente [kW/mês]	6 131

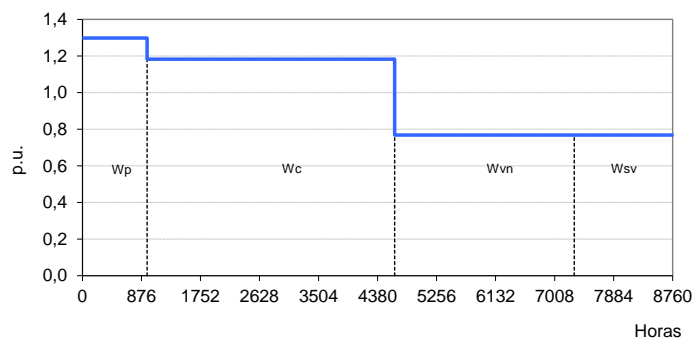
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.3 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 9-5 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 9-6

apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT.

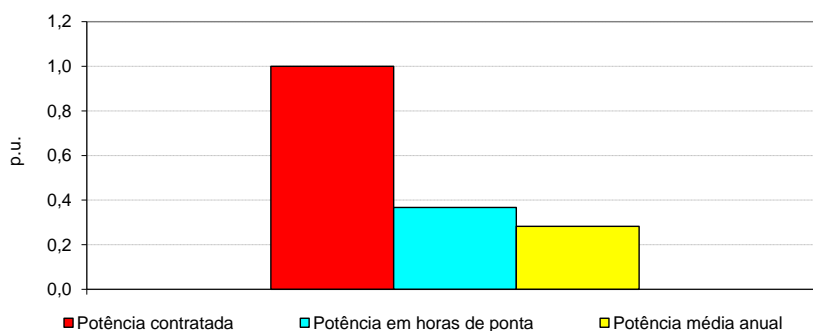
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário



MT	
Potência média anual [kW]	1 669 768
Potência média anual por cliente [kW]	70

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

Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT



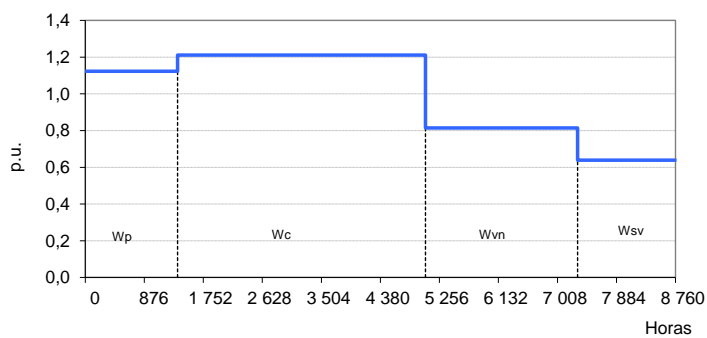
MT	
Potência contratada [kW/mês]	5 907 504
Potência contratada por cliente [kW/mês]	247

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

9.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 9-7 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 9-8 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE.

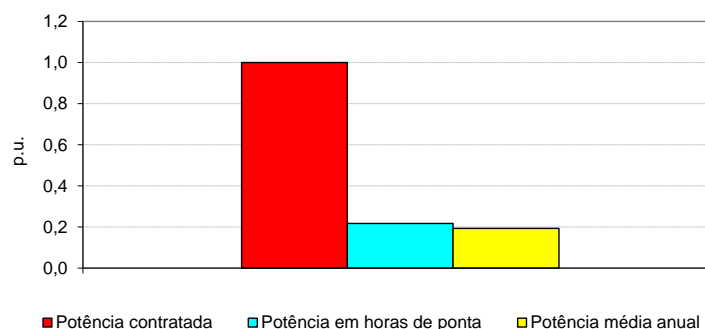
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário



	BTE
Potência média anual [kW]	373 459
Potência média anual por cliente [kW]	11

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

Figura 9-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE



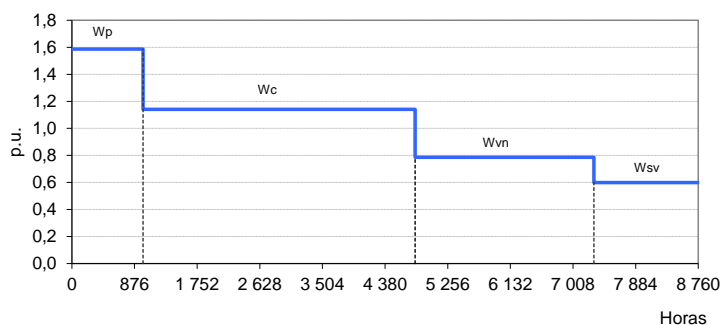
	BTE
Potência contratada [kW/mês]	1 933 368
Potência contratada por cliente [kW/mês]	56

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

9.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

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

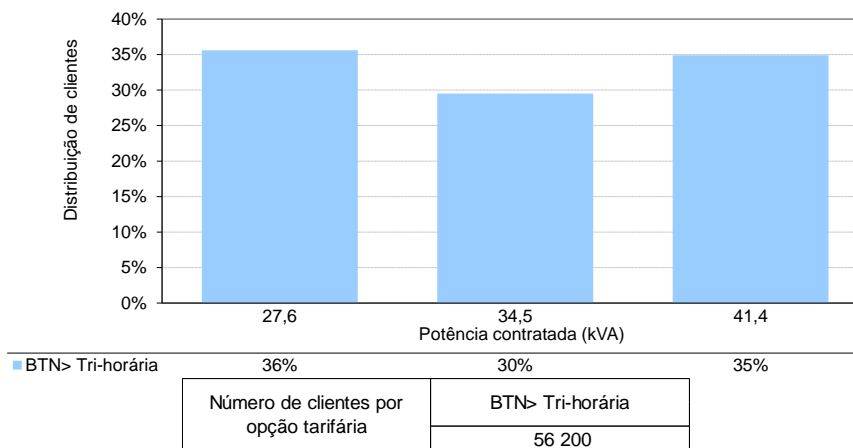


	BTN> Tri-horária
Potência média anual [kW]	203 959
Potência média anual por cliente [kW]	3,63
Consumo médio anual por cliente [kWh]	31 792

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

Na Figura 9-10 apresenta-se a distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em BTN> 20,7 kVA.

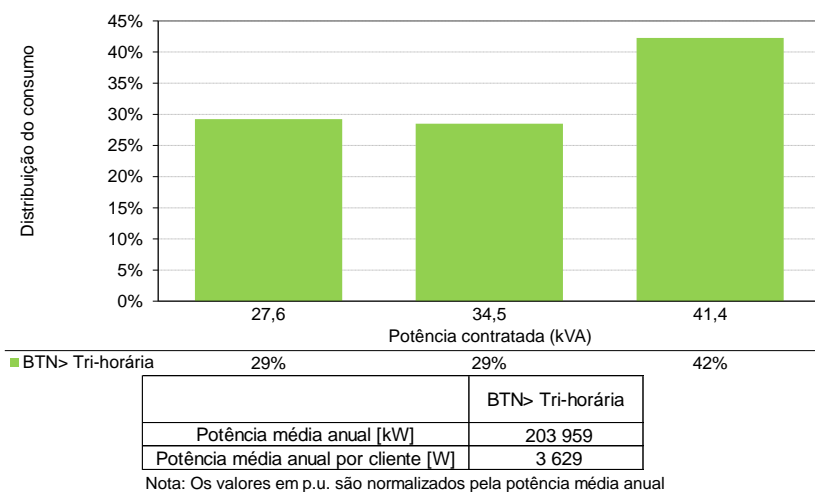
Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN> 20,7 kVA)



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

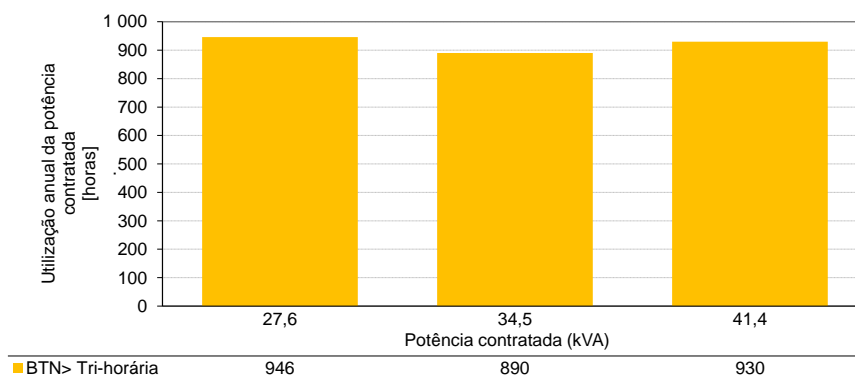
Na Figura 9-11 apresenta-se a distribuição de consumo por escalão de potência contratada para os clientes no mercado liberalizado em BTN > 20,7 kVA.

Figura 9-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN > 20,7 kVA)



Na Figura 9-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência.

Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN > 20,7 kVA)

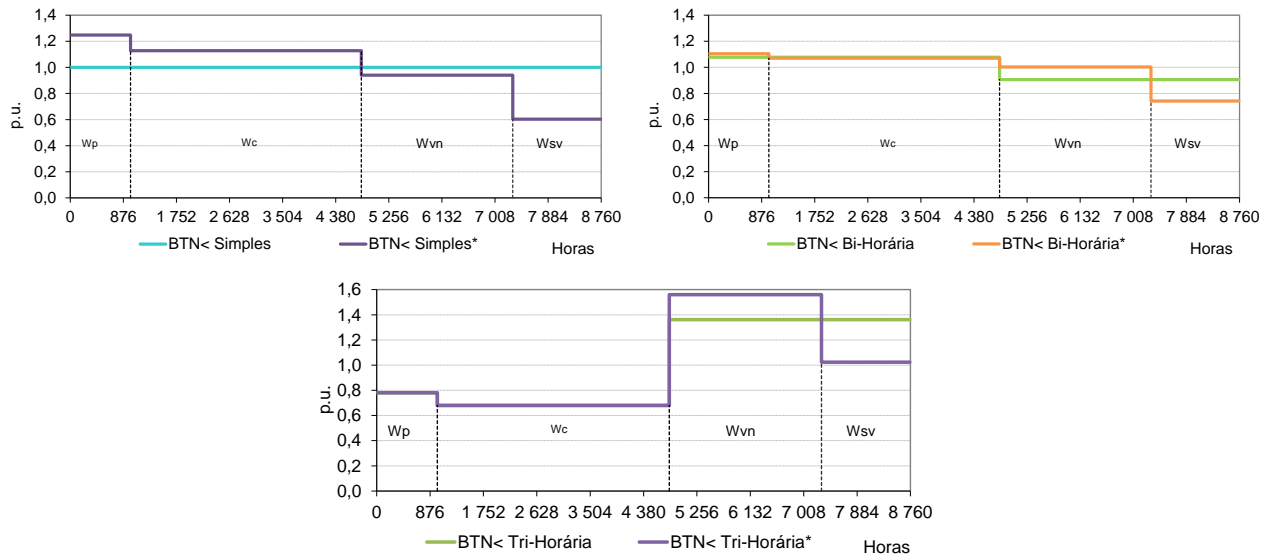


9.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 9-13 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: tarifa simples*, tarifa bi-horária* e tarifa tri-horária*.

Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN ≤ 20,7 kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária

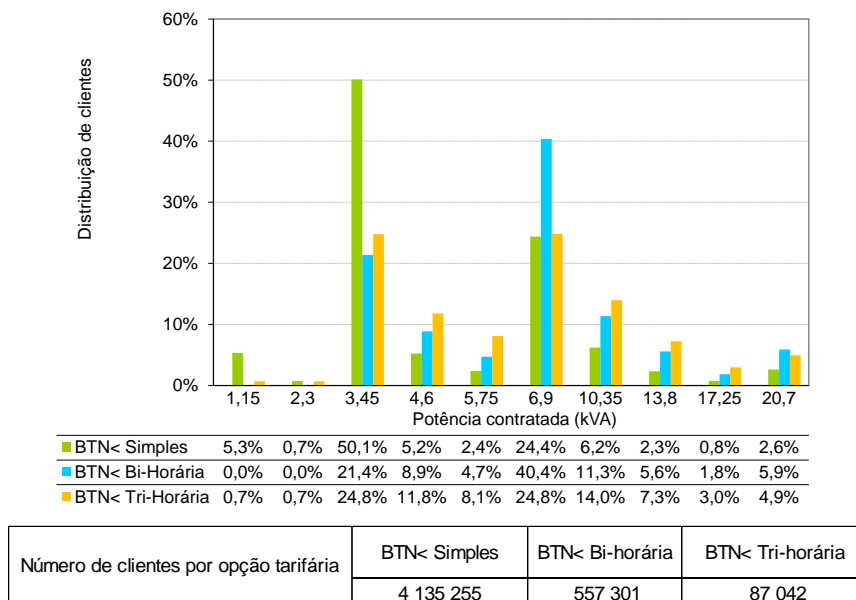


Potência de base	BTN< Simples*	BTN< Bi-Horária*	BTN< Tri-Horária*
Potência média anual [kW]	1 085 008	299 427	132 341
Potência média anual por cliente [kW]	0,28	0,54	1,52
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 446	4 707	11 052

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

Na Figura 9-14 apresenta-se a distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em $BTN \leq 20,7$ kVA.

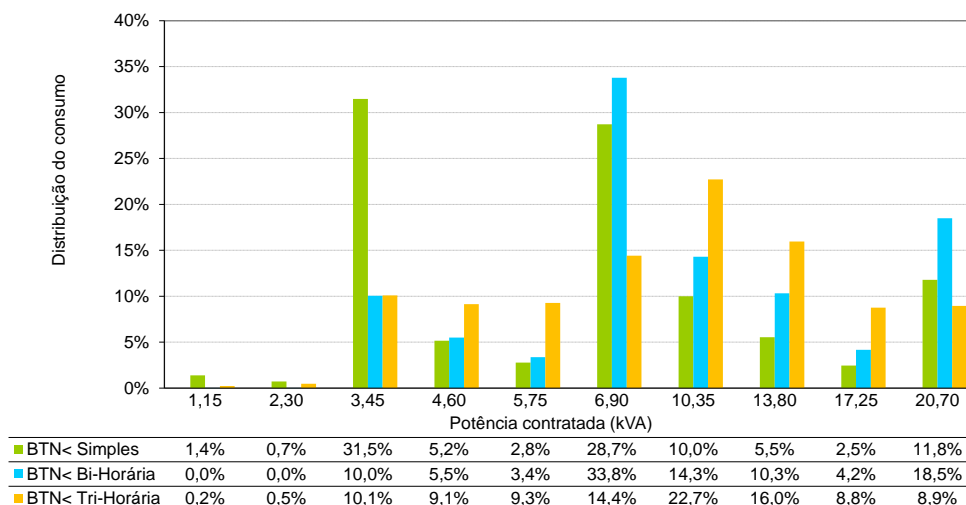
Figura 9-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência ($BTN \leq 20,7$ kVA)



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

Na Figura 9-15 apresenta-se a distribuição de consumo por opção tarifária e escalão de potência contratada dos clientes no mercado liberalizado em $BTN \leq 20,7$ kVA.

Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)

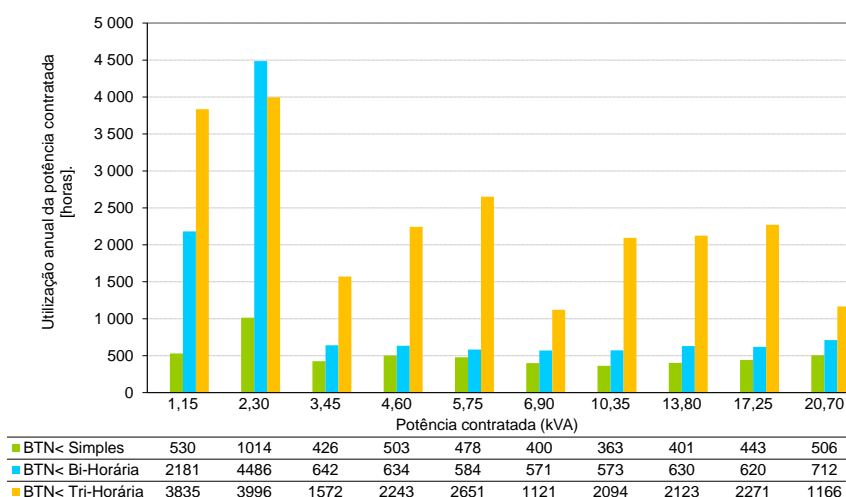


	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	1 104 413	299 427	132 341
Potência média anual por cliente [W]	267	537	1 520

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

Na Figura 9-16 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência.

Figura 9-16 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN ≤ 20,7 kVA)



10 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 10-1 ao Quadro 10-5. No Quadro 10-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 10-2 ao Quadro 10-5 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 10-1 - 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	284	38,4%	765	0,6%
BT	456	61,6%	123 272	99,4%
BTE	59	12,9%	664	0,5%
BTN	397	87,1%	122 608	99,5%
Total	740	100,0%	124 037	100,0%

10.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Quadro 10-2 - 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)	765
Potência	(kW)	
	Horas de ponta	37 015
	Contratada	130 097
Energia ativa	(MWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	25 289
	Horas cheias	63 357
	Horas de vazio normal	28 036
	Horas super vazio	17 184
Períodos II, III	Horas de ponta	28 816
	Horas cheias	70 820
	Horas de vazio normal	31 391
	Horas super vazio	19 322
Energia reativa	(kvarh)	
	Indutiva	14 208 301
	Capacitiva	2 870 303

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2018

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

Quadro 10-3 - 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)		664
Potência (kW)		
	Horas de ponta	7 339
	Contratada	32 545
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	7 252
	Horas cheias	14 852
	Horas de vazio normal	6 002
	Horas super vazio	3 731
Períodos II, III	Horas de ponta	4 333
	Horas cheias	13 850
	Horas de vazio normal	5 606
	Horas super vazio	3 339
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	6 932 005
	Capacitiva	904 762

Quadro 10-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (> 20,7 kVA) Tri-horária

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA) TRI-HORÁRIA		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa Tri-horária	27,6	804
	34,5	356
	41,4	436
Energia ativa (MWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	8 613
	Horas cheias	21 344
	Horas de vazio	14 061

Quadro 10-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Tri-horária, Bi-horária e Simples

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 20,7$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	3,45	51 832
	4,6	893
	5,75	331
	6,9	26 638
	10,35	4 530
	13,8	1 331
	17,25	1 806
	20,7	602
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	326
	4,6	36
	5,75	6
	6,9	895
	10,35	220
	13,8	161
Tarifa tri-horária	17,25	157
	20,7	33
	1,15	8
	2,3	16
	3,45	8 419
	4,6	1 079
	5,75	504
	6,9	10 936
10,35	1 486	
13,8	630	
17,25	616	
20,7	2 241	
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		208 961
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	7 072
	Horas de vazio	4 504
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	21 361
	Horas cheias	49 599
	Horas de vazio	58 921

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	1,15	5 061
	2,3	219
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		2 485

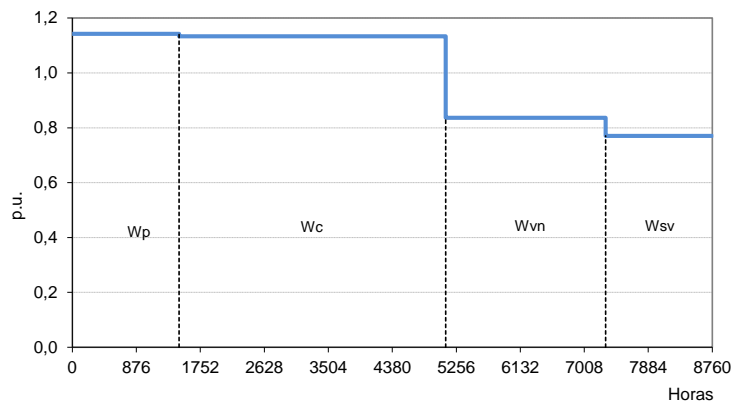
10.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

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.

10.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 10-1 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à tarifa Tetra-horária em MT, discriminado por período horário.

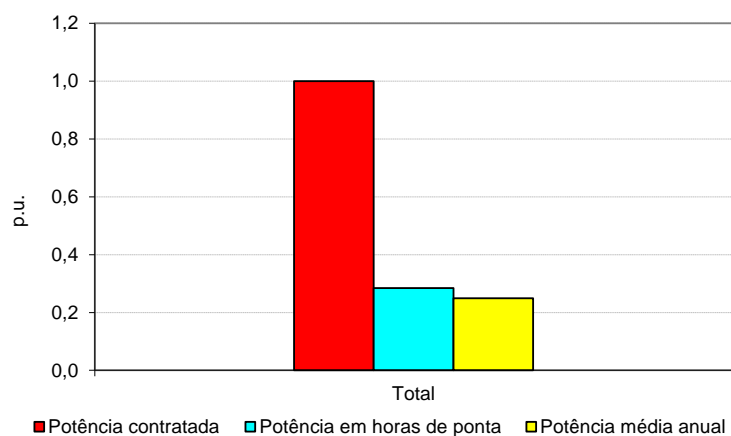
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário, na RAA



Potência de base	MT
Potência média anual [kW]	32 445
Potência média anual por cliente [kW]	42
Consumo médio anual por cliente [kWh]	371 569

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

Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT, na RAA



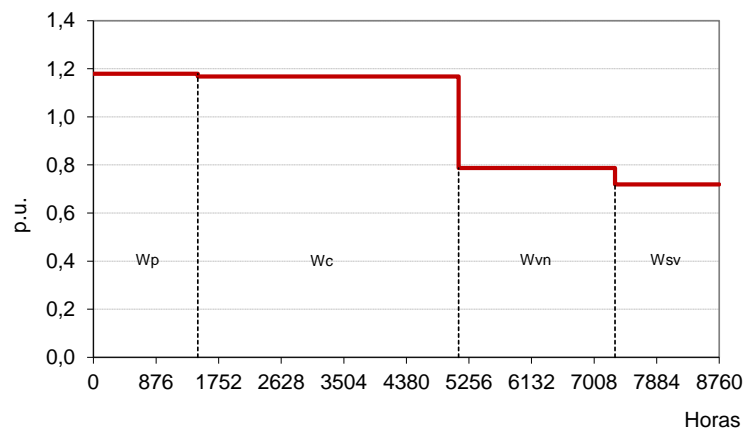
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	130 097
Potência contratada por cliente	170

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

10.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 10-3 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à opção tarifária Tetra-horária em BTE, discriminado por período horário.

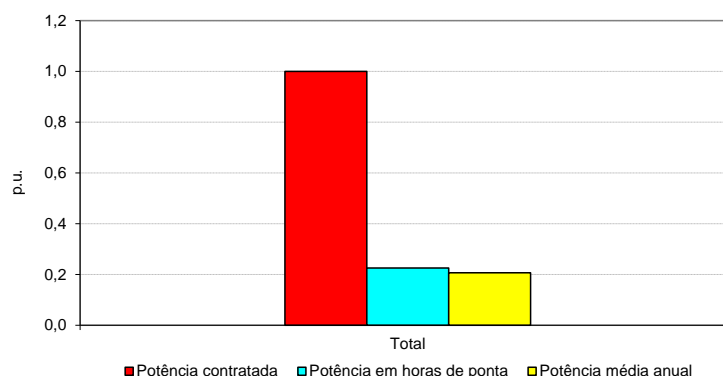
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário, na RAA



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	6 731
Potência média anual por cliente [kW]	10
Consumo médio anual por cliente [kWh]	88 780

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

Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE, na RAA



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	32 545
Potência contratada por cliente	49

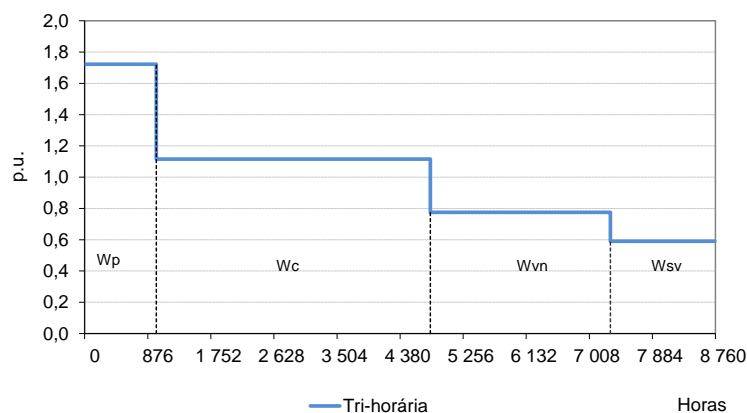
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada

10.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 10-5 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 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.2 para a opção tarifária tri-horária.

Figura 10-5 - 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]	5 025
Potência média anual por cliente [W]	3 147
Consumo médio anual por cliente [kWh]	27 570

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

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

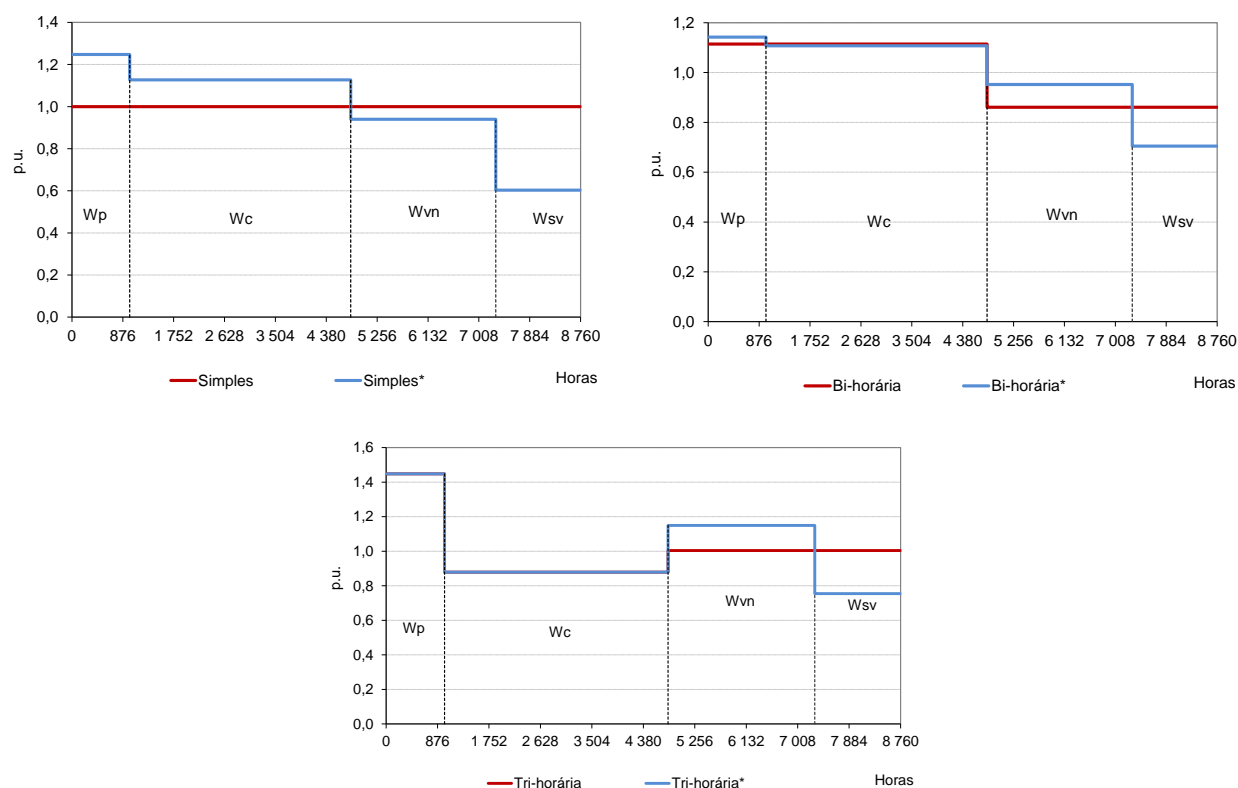
Na Figura 10-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

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 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.4 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.5 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 10-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA



Potência de base	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual [kW]	23 854	1 321	14 827
Potência média anual por cliente [kW]	0,27	0,72	0,57
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 376	6 316	5 013

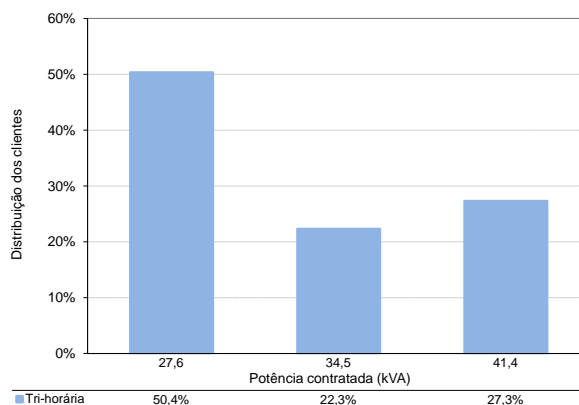
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual de cada opção

Importa destacar o facto do diagrama de carga da tarifa tri-horária constituir-se como um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e ponta.

10.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA DA RAA EM BAIXA TENSÃO NORMAL

Na Figura 10-7 e na Figura 10-8 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.

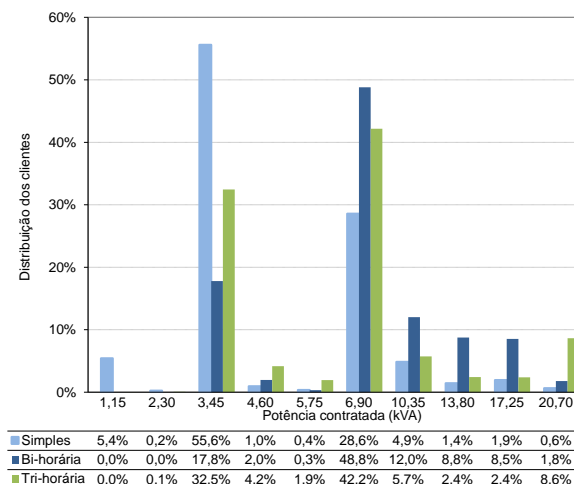
Figura 10-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA), na RAA



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	1 597

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

Figura 10-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA), na RAA



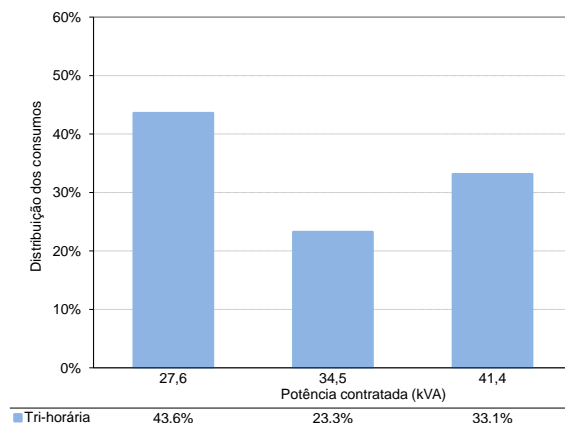
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simple	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	93 244	1 833	25 935

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

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

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

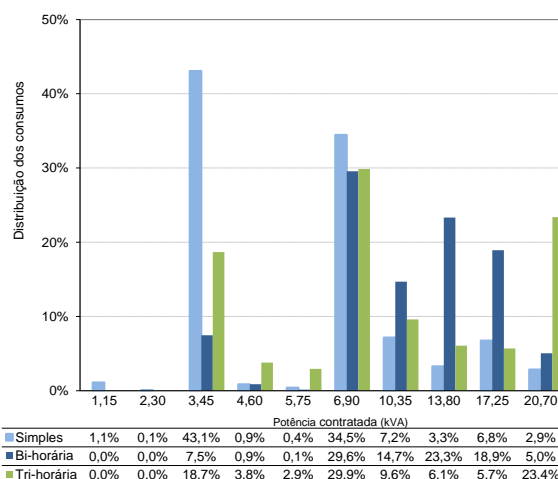
Figura 10-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA), na RAA



	BTN>
Potência média anual [kW]	5 025
Potência média anual por cliente [W]	3 147

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

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



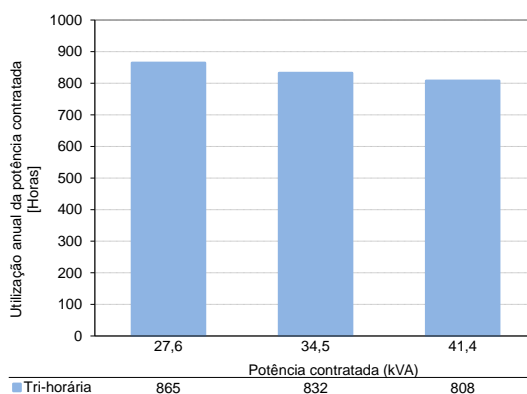
	BTN< Simple	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	24 138	1 321	14 825
Potência média anual por cliente [W]	259	721	572

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

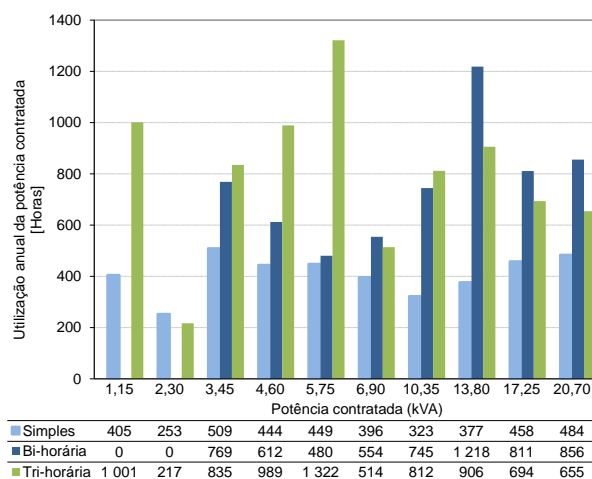
Verifica-se que na tarifa Simples de $BTN \leq 20,7$ kVA o escalão predominante é o de 3,45 kVA. Na tarifa Bi-horária e na tarifa Tri-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

Na Figura 10-11 e na Figura 10-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

**Figura 10-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária
BTN (> 20,7 kVA), na RAA**



**Figura 10-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária
BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAA**



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

11 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 11-1 ao Quadro 11-5. No Quadro 11-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 11-2 ao Quadro 11-5 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 11-1 - 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	211	26,5%	304	0,2%
BT	584	73,5%	136 547	99,8%
BTE	145	24,8%	1 166	0,9%
BTN	439	75,2%	135 381	99,1%
Total	795	100,0%	136 852	100,0%

11.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Quadro 11-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	304
Potência	(kW)	
	Horas de ponta	25 764
	Contratada	88 344
Energia ativa	(MWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	17 921
	Horas cheias	46 393
	Horas de vazio normal	20 842
	Horas de super vazio	11 682
Períodos II, III	Horas de ponta	20 771
	Horas cheias	54 553
	Horas de vazio normal	24 632
	Horas de super vazio	13 906
Energia reativa	(kvarh)	
	Indutiva	8 659 811
	Capacitiva	0

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2018

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

Quadro 11-3 - 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)		1 166
Potência (kW)		
	Horas de ponta	20 723
	Contratada	103 319
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	18 233
	Horas cheias	38 253
	Horas de vazio normal	13 921
	Horas de super vazio	7 840
Períodos II, III	Horas de ponta	10 894
	Horas cheias	35 672
	Horas de vazio normal	13 004
	Horas de super vazio	7 015
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	14 575 563
	Capacitiva	0

Quadro 11-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN (> 20,7 kVA) Tri-horária

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa tri-horária	27,6	888
	34,5	665
	41,4	741
Energia ativa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	13 565
	Horas cheias	31 829
	Horas de vazio	21 749

Quadro 11-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) Tri-horária, Bi-horária e Simples

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	48 332
	4,6	891
	5,75	309
	6,9	59 336
	10,35	3 656
	13,8	2 094
	17,25	938
	20,7	2 958
	1,15	6
	2,3	5
Tarifa bi-horária	3,45	1 272
	4,6	96
	5,75	25
	6,9	5 950
	10,35	608
	13,8	444
	17,25	166
	20,7	706
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	363
	4,6	93
	5,75	113
	6,9	129
	10,35	297
	13,8	220
	17,25	144
	20,7	145
Energia ativa		
MWh		
Tarifa simples		278 989
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	29 295
	Horas de vazio	15 640
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	5 425
	Horas cheias	7 516
	Horas de vazio	31 467

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		
(nº de clientes)		
Tarifa simples	1,15	3 347
	2,3	444
Energia ativa		
MWh		
Tarifa simples		3 632

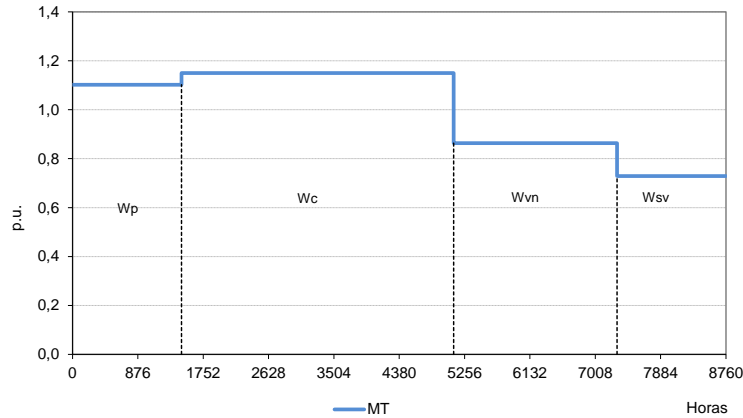
11.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

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.

11.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 11-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária.

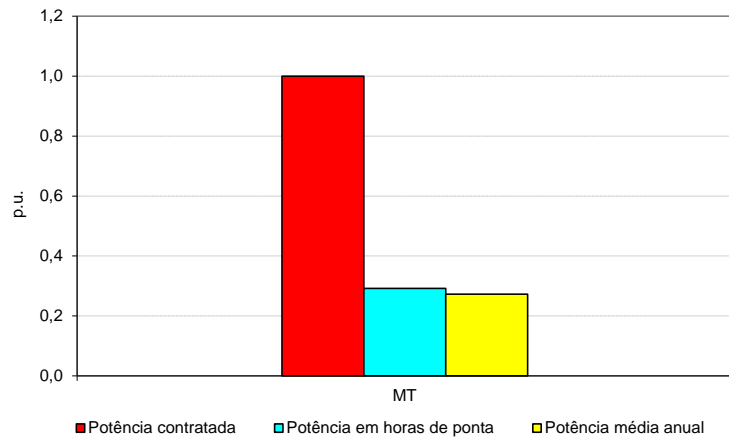
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário, na RAM



Potência de base	MT
Potência média anual [kW]	24 053
Potência média anual por cliente [kW]	79
Consumo médio anual por cliente [kWh]	691 981

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

Figura 11-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT, na RAM



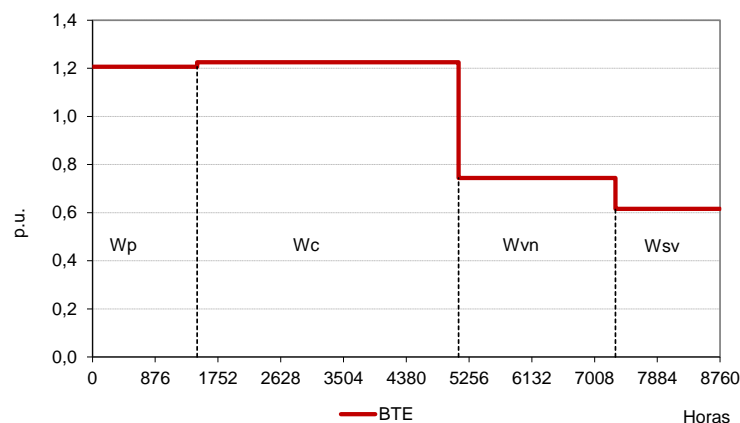
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada [kW/mês]	88 344
Potência contratada por cliente [kW/mês]	290

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

11.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 11-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à opção tarifária de BTE tetra-horária, discriminados por período horário.

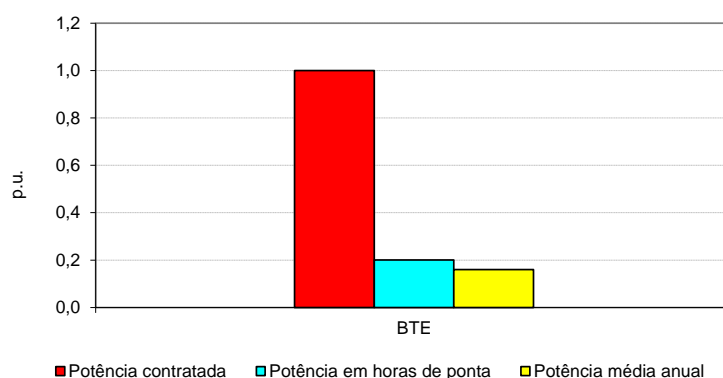
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário, na RAM



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	16 533
Potência média anual por cliente [kW]	14
Consumo médio anual por cliente [kWh]	124 216

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

Figura 11-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE, na RAM



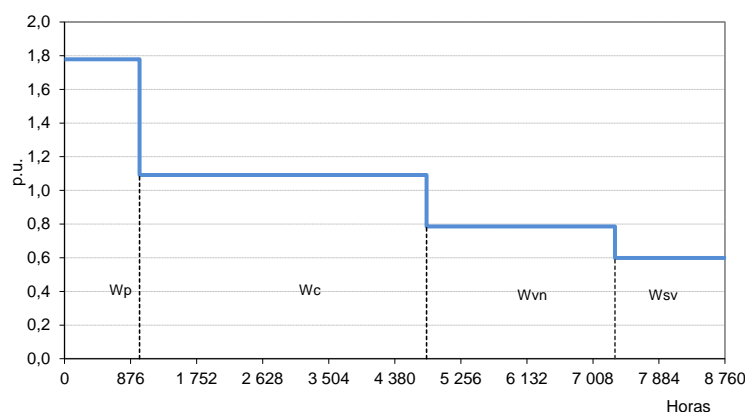
Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada [kW/mês]	103 319
Potência contratada por cliente [kW/mês]	89

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

11.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 11-5 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 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.2 para a opção tarifária tri-horária.

Figura 11-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (> 20,7 kVA), discriminado por posto horário, na RAM



Potência de base	BTN>
Potência média anual [kW]	7 665
Potência média anual por cliente [kW]	3
Consumo médio anual por cliente [kWh]	29 265

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

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

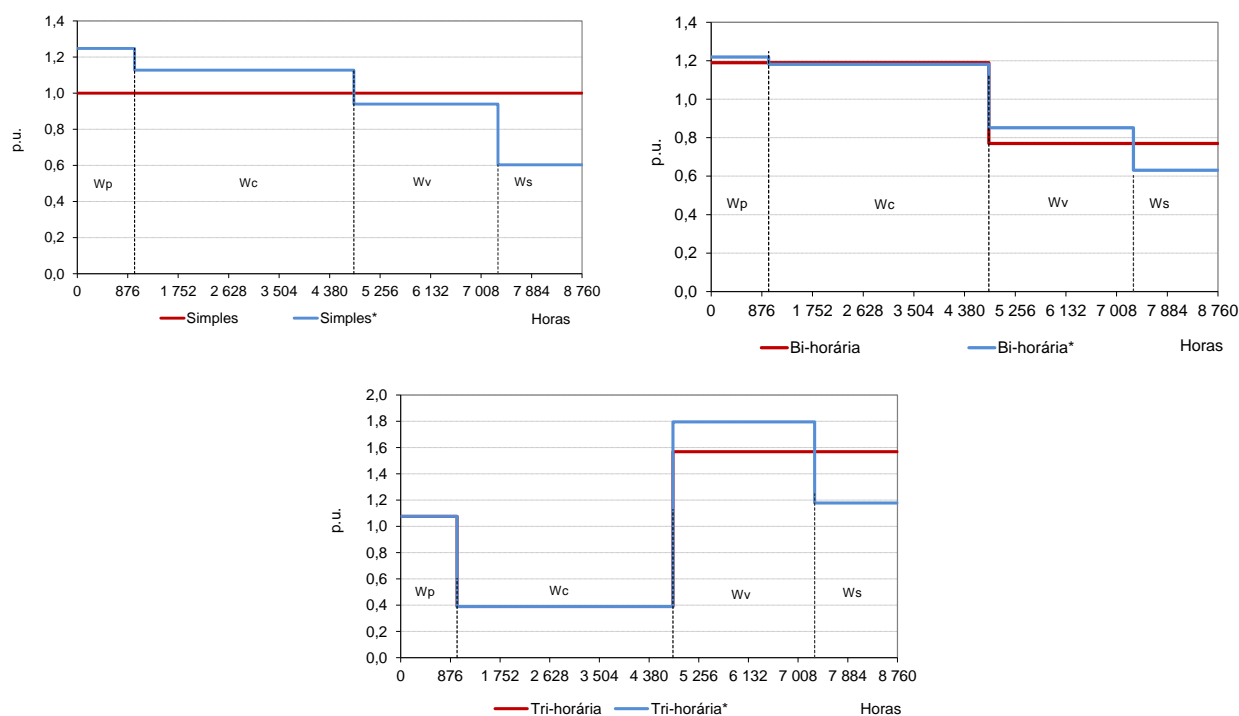
Na Figura 11-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN, com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

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 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.4 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.5 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 11-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM



Potência de base	Simple	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual [kW]	31 848	5 130	5 069
Potência média anual por cliente [kW]	0,27	0,55	3,37
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 354	4 844	29 531

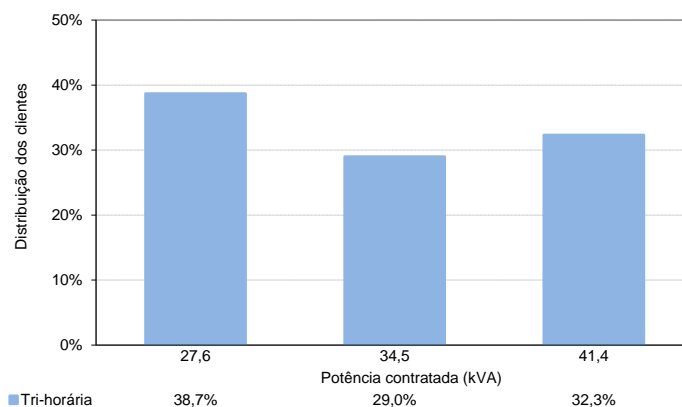
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média

Importa destacar o facto do diagrama de carga da tarifa tri-horária constituir-se como um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e ponta.

11.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA DA RAM EM BAIXA TENSÃO NORMAL

Na Figura 11-7 e na Figura 11-8 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.

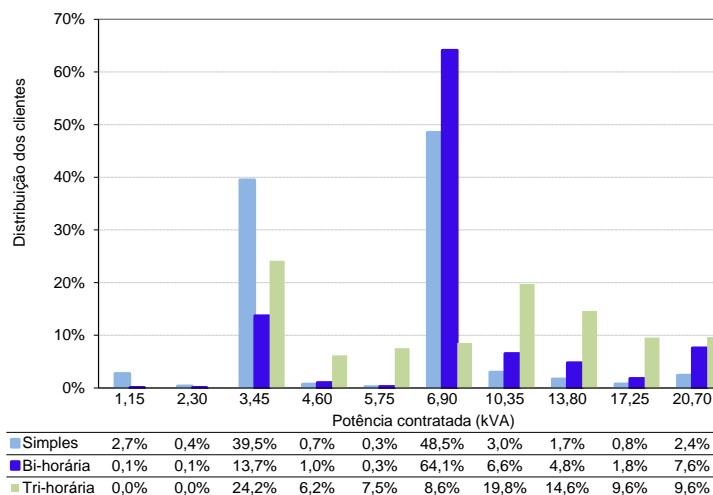
Figura 11-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA), na RAM



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	2 294

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

Figura 11-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM



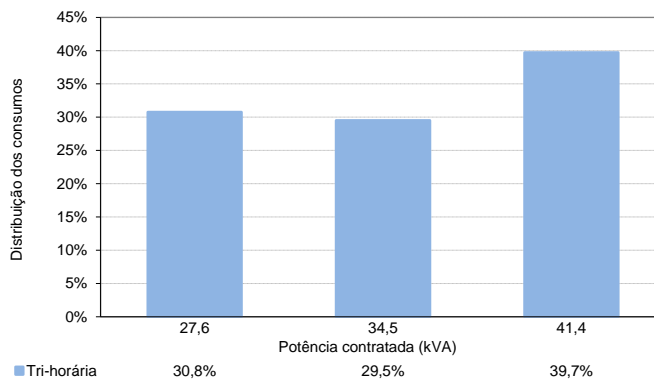
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	122 306	9 277	1 504

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 11-9 e na Figura 11-10 apresenta-se, em percentagem, a distribuição do consumo por escalão de potência contratada, para cada uma das opções tarifárias.

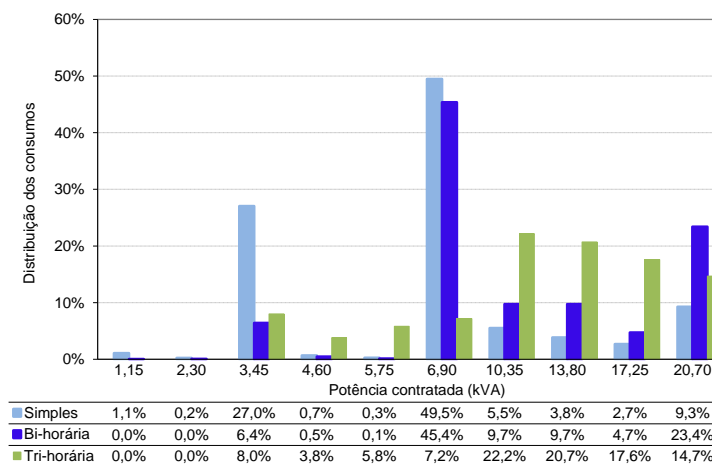
Figura 11-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA), na RAM



BTN>	
Potência média anual [kW]	7 665
Potência média anual por cliente [W]	3 341
Consumo médio anual por cliente [kWh]	29 265

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

Figura 11-10 - 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]	32 263	5 130	5 069
Potência média anual por cliente [kW]	264	553	3 371
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 311	4 844	29 531

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 10,35 kVA.

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

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

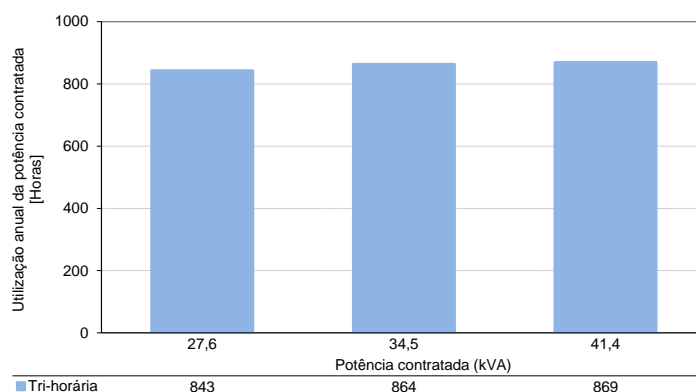
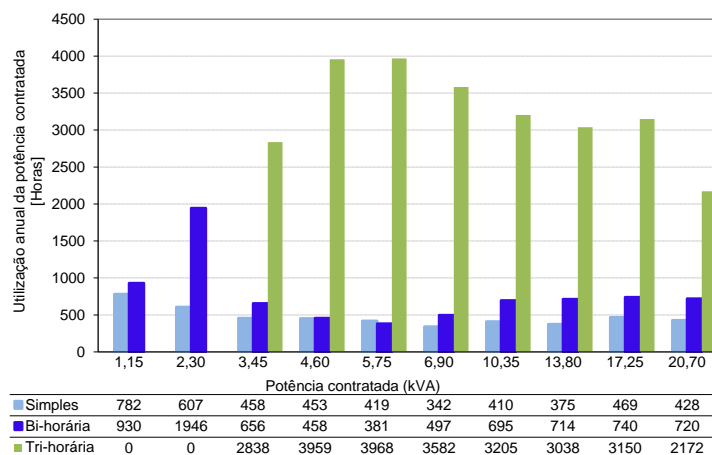


Figura 11-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária $BTN (\leq 20,7$ kVA), na RAM



Na tarifa Tri-horária de $BTN > 20,7$ kVA as maiores utilizações da potência contratada verificam-se no escalão de 41,4 kVA. Na opção Simples das tarifas de $BTN \leq 20,7$ kVA os clientes do escalão 1,15 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada, na opção Bi-horária são os clientes do

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2018

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

escalão 2,30 kVA 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.

12 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 do estudo apresentado pela EDP Distribuição, em fevereiro de 2017, com os perfis BTN com multi-tarifa, para o ano de 2017.

Este estudo veio permitir a diferenciação dos clientes BTN pela sua opção tarifária (simples, bi-horária ou tri-Horária), situação esta que até à data não estava contemplada, com a utilização dos perfis de consumo A, B e C, todos eles associados a uma tarifa simples. Este estudo permitiu também a utilização de diferentes perfis de consumo para os clientes com uma tarifa tri-horária, em função da potência contratada (potência contratada superior a 20,7 kVA e potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA).

Apresentam-se de seguida os perfis de consumo para BTN, com base na informação disponibilizada pela EDP Distribuição. O perfil BTE não foi atualizado, tendo sido utilizado o perfil considerado nas tarifas atualmente em vigor.

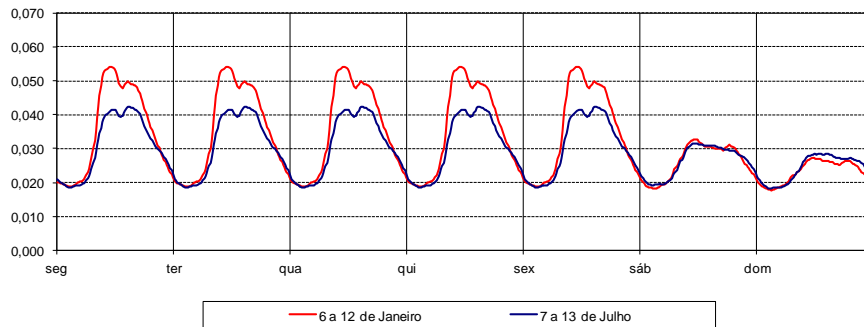
No Quadro 12-1 apresenta-se a segmentação de consumidores nos perfis de consumo para instalações em BTN, com a opção tarifária Simples.

Quadro 12-1 - 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 12-1 apresenta duas semanas do ano de 2016, 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 12-1 - Perfil de consumo para BTE



De modo análogo ao efetuado para BTE apresenta-se a Figura 12-2, a Figura 12-3, a Figura 12-4, a Figura 12-5, a Figura 12-6 e a Figura 12-7, para BTN. Analisando estas figuras é possível observar as diferenças no comportamento do consumo, entre o período húmido e seco, para as diferentes opções tarifárias.

Figura 12-2 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe A (Potência contratada superior a 13,8 kVA, qualquer consumo anual, Tarifa Simples)

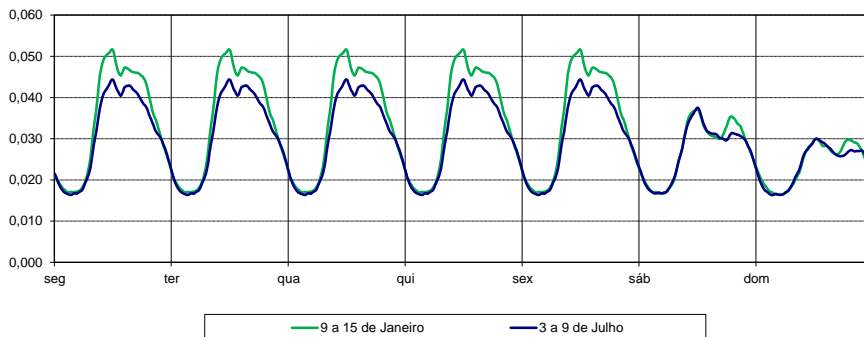


Figura 12-3 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe B (Potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual superior a 7 140 kWh, Tarifa Simples)

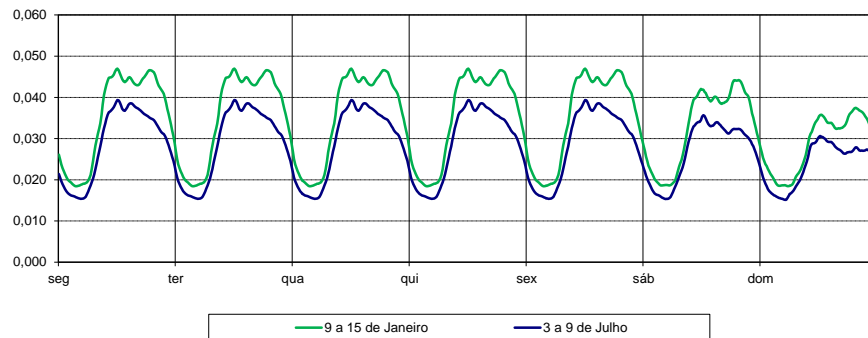


Figura 12-4 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe C (Potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual inferior ou igual a 7 140 kWh, Tarifa Simples)

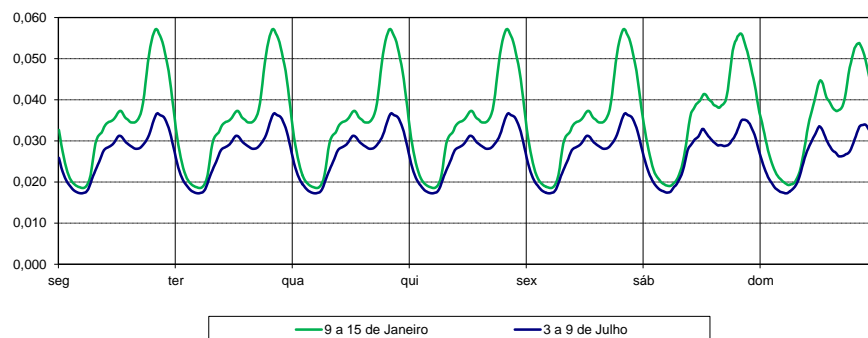


Figura 12-5 - Perfil de consumo para BTN Bi-Horária (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Bi-Horária)

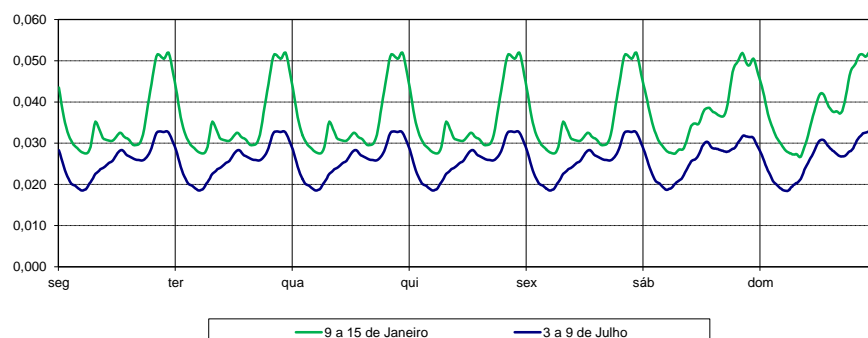


Figura 12-6 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária< (Tarifa Tri-Horária e potência contratada igual ou inferior a 20,7 kVA, qualquer consumo anual)

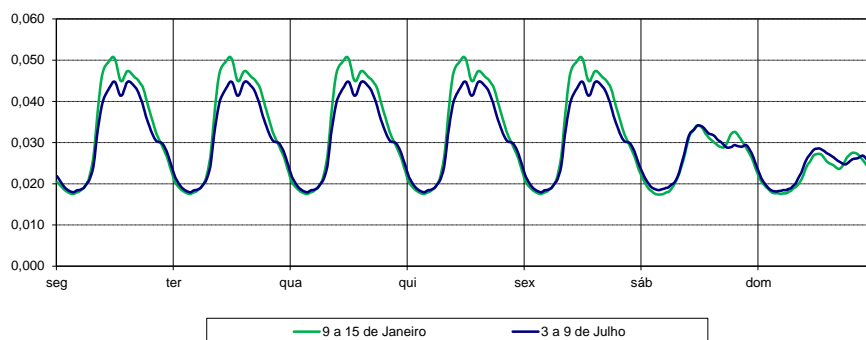
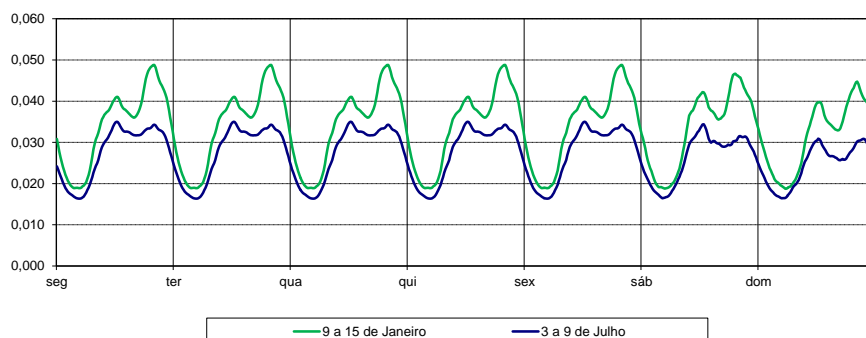


Figura 12-7 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Tri-Horária)



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

12.1 DIAGRAMA DE CARGA EM BTE

A partir do perfil de consumo para a BTE (tarifa tetra-horária) e considerando um ciclo semanal sem feriados, obteve-se a estrutura de consumos apresentada no Quadro 12-2. Esta estrutura de quantidades é utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

Quadro 12-2 - 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%

12.2 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 Tri-horária (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Tri-Horária), obtido com base nos estudos referidos anteriormente e considerando um ciclo semanal sem feriados.

No Quadro 12-3 e no Quadro 12-4 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 12-3 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA)

BTN 3H (>20,7 kVA)	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	35%	15%
Período II, III	35%	15%

Quadro 12-4 - 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	60%	49%	50%
Período II, III	40%	51%	50%

12.3 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN TRI-HORÁRIA (≤ 20,7 kVA)

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária (≤ 20,7 kVA) tem por base um perfil de consumo ponderado de 100 % do perfil BTN Tri-horária< (Tarifa Tri-Horária e potência contratada igual ou inferior

a 20,7 kVA, qualquer consumo anual), obtido com base nos estudos referidos anteriormente e considerando um ciclo semanal sem feriados.

No Quadro 12-5 e no Quadro 12-6 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 12-5 - 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%	15%
Período II, III	33%	13%

Quadro 12-6 - 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	66%	51%	54%
Período II, III	34%	49%	46%

12.4 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 100% do perfil BTN Bi-Horária (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Bi-Horária), obtido com base nos estudos referidos anteriormente e considerando um ciclo semanal sem feriados.

No Quadro 12-7, no Quadro 12-8 e no Quadro 12-9 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 12-7 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária

BTN 2H	Ponta	Cheias
Período I, IV	15%	41%
Período II, III	7%	38%

Quadro 12-8 - 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%	17%
Período II, III	30%	13%

Quadro 12-9 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária

BTN 2H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	68%	52%	57%
Período II, III	32%	48%	43%

12.5 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 Simples Classe A (Potência contratada superior a 13,8 kVA, qualquer consumo anual, Tarifa Simples) e 87 % BTN Simples Classe C (Potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual inferior ou igual a 7 140 kWh, Tarifa Simples), obtido com base nos estudos referidos anteriormente e considerando um ciclo semanal sem feriados.

No Quadro 12-10 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 12-10 - 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%	5%
Período II, III	5%	24%	12%	5%

13 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

Nos termos do Regulamento de 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.

13.1 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL

Conforme previsto regulamentarmente, a EDP Distribuição, na qualidade de operador da RND, e a REN – Rede Eléctrica Nacional, na qualidade de operador da RNT, enviaram propostas de fatores de ajustamento para perdas relativos às suas redes.

Após análise das propostas enviadas pela EDP Distribuição e pela REN – Rede Eléctrica Nacional, 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 2018 os fatores de ajustamento para perdas que vigoraram em 2017.

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 2018 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 13-1 - 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

13.2 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 2018.

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 adotado nos períodos regulatórios anteriores, os valores agora publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório de 2018-2020.

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 13-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores

	(%)	Períodos horários (h)			
Ilha	Fator	Ponta	Cheias	Vazio	Super vazio
S. Maria	γ_{MT}^h	1,28	1,21	1,16	1,05
S. Miguel	γ_{AT}^h	0,27	0,27	0,28	0,30
	γ_{MT}^h	1,26	1,25	1,19	1,19
Terceira	γ_{MT}^h	1,99	1,93	1,66	1,50
Graciosa	γ_{MT}^h	0,44	0,42	0,38	0,34
S. Jorge	γ_{MT}^h	2,03	1,86	1,59	1,34
Pico	γ_{MT}^h	3,20	3,09	2,88	2,55
Faial	γ_{MT}^h	1,16	1,14	1,00	0,88
Flores	γ_{MT}^h	0,44	0,43	0,39	0,35
Corvo	γ_{MT}^h	0,06	0,06	0,06	0,05

13.3 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 2018, 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 adotado nos períodos regulatórios anteriores, os valores agora publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório de 2018-2020.

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 13-3 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira

Ilha	(%)	Períodos horários (h)			
	Fator	Ponta	Cheias	Vazio	Super vazio
Madeira	γ_{AT}^h	0,25	0,24	0,24	0,25
	γ_{MT}^h	2,65	2,60	2,44	2,34
Porto Santo	γ_{MT}^h	2,00	2,03	2,07	2,21