

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2021**

Dezembro de 2020

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 | 18 |
| 2.3 | Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma da Madeira..... | 19 |
| 2.4 | Consumos e número de consumidores de energia elétrica em Portugal..... | 20 |
| 3 | PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR..... | 23 |
| 4 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE | 25 |
| 4.1 | Tarifa de Uso Global do Sistema | 25 |
| 4.2 | Tarifas de Uso da Rede de Transporte | 26 |
| 5 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO..... | 29 |
| 5.1 | Fatores de simultaneidade nas redes..... | 29 |
| 5.2 | Tarifa de Uso Global do Sistema | 30 |
| 5.3 | Tarifas de Uso da Rede de Transporte | 32 |
| 5.4 | Tarifas de Uso da Rede de Distribuição | 35 |
| 6 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO | 39 |
| 6.1 | Tarifa Transitória de Energia..... | 39 |
| 6.2 | Tarifas de Comercialização | 40 |
| 7 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS..... | 43 |
| 7.1 | Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental | 44 |
| 7.2 | Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental | 49 |
| 7.2.1 | Média Tensão..... | 50 |
| 7.2.2 | Baixa Tensão Especial | 51 |
| 7.2.3 | Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)..... | 52 |
| 7.2.4 | Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA) | 54 |
| 7.2.5 | Baixa Tensão Normal Social | 57 |
| 8 | PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO | 61 |
| 8.1 | Quantidades consideradas no mercado liberalizado | 62 |
| 8.2 | Caracterização do consumo e da potência contratada dos clientes no mercado liberalizado | 66 |
| 8.2.1 | Muito Alta Tensão..... | 67 |
| 8.2.2 | Alta Tensão..... | 68 |
| 8.2.3 | Média Tensão..... | 69 |

| | | |
|-----------|---|------------|
| 8.2.4 | Baixa Tensão Especial | 71 |
| 8.2.5 | Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)..... | 72 |
| 8.2.6 | Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)..... | 74 |
| 8.2.7 | Baixa Tensão Normal Social | 78 |
| 9 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES..... | 81 |
| 9.1 | Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores..... | 82 |
| 9.2 | Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores..... | 85 |
| 9.2.1 | Média Tensão..... | 86 |
| 9.2.2 | Baixa Tensão Especial | 87 |
| 9.2.3 | Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)..... | 88 |
| 9.2.4 | Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA) | 90 |
| 9.2.5 | Baixa Tensão Normal Social | 93 |
| 10 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA | 97 |
| 10.1 | Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira | 98 |
| 10.2 | Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira | 101 |
| 10.2.1 | Média Tensão..... | 102 |
| 10.2.2 | Baixa Tensão Especial | 103 |
| 10.2.3 | Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)..... | 104 |
| 10.2.4 | Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA) | 106 |
| 10.2.5 | Baixa Tensão Normal Social | 109 |
| 11 | PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES | 113 |
| 12 | PERFIS DE CONSUMO | 117 |
| 12.1 | Diagrama de Carga em BTN Tri-horária..... | 119 |
| 12.2 | Diagrama de Carga em BTN Bi-horária | 120 |
| 12.3 | Diagrama de Carga em BTN Simples | 121 |
| 13 | FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES..... | 123 |
| 13.1 | Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental..... | 123 |
| 13.2 | Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores | 125 |
| 13.3 | Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira | 126 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia elétrica (GWh) em Portugal continental por mercado e nível de tensão | 8 |
| 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 | 15 |
| Figura 2-5 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão..... | 16 |
| Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2020 e 2021..... | 17 |
| Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2020 e 2021 | 18 |
| Figura 4-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS..... | 25 |
| Figura 4-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT | 28 |
| Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT | 28 |
| Figura 5-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS..... | 32 |
| Figura 5-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT | 34 |
| Figura 5-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT | 35 |
| Figura 5-4 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD..... | 37 |
| Figura 5-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URD..... | 38 |
| Figura 6-1 - Diagrama de carga anual da tarifa transitória de energia..... | 40 |
| Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário e por opção tarifária | 50 |
| Figura 7-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT..... | 50 |
| Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário e por opção tarifária | 51 |
| Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE..... | 51 |
| Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária..... | 52 |
| Figura 7-6 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) | 53 |
| Figura 7-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) | 53 |
| Figura 7-8 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência e (BTN > 20,7 kVA) | 54 |
| Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (\leq 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária..... | 55 |
| Figura 7-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN \leq 20,7 kVA)* | 56 |

| | |
|--|----|
| Figura 7-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)* | 56 |
| Figura 7-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)* | 57 |
| Figura 7-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária | 58 |
| Figura 7-14 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) | 59 |
| Figura 7-15 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)..... | 59 |
| Figura 7-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) | 60 |
| Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário | 67 |
| Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MAT | 68 |
| Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário | 68 |
| Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em AT | 69 |
| Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário | 70 |
| Figura 8-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MT..... | 70 |
| Figura 8-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário | 71 |
| Figura 8-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em BTE..... | 72 |
| Figura 8-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período tarifário | 73 |
| Figura 8-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) | 73 |
| Figura 8-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) | 74 |
| Figura 8-12 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA) | 74 |
| Figura 8-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (≤ 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária..... | 75 |
| Figura 8-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)* | 76 |
| Figura 8-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)* | 77 |
| Figura 8-16 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)* | 77 |
| Figura 8-17 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária | 78 |

| | |
|---|-----|
| Figura 8-18 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) | 79 |
| Figura 8-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) | 79 |
| Figura 8-20 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) | 80 |
| Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário | 86 |
| Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT | 86 |
| Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário | 87 |
| Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE | 87 |
| Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário | 88 |
| Figura 9-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)..... | 89 |
| Figura 9-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)..... | 89 |
| Figura 9-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA) | 90 |
| Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária..... | 91 |
| Figura 9-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA)* | 92 |
| Figura 9-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)* | 92 |
| Figura 9-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)* | 93 |
| Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária | 94 |
| Figura 9-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) | 95 |
| Figura 9-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social) | 95 |
| Figura 9-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) | 96 |
| Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário | 102 |
| Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT | 102 |
| Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário..... | 103 |
| Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE | 103 |
| Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário | 104 |
| Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)..... | 105 |
| Figura 10-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)..... | 105 |
| Figura 10-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (> 20,7 kVA) | 106 |

| | |
|---|-----|
| Figura 10-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária..... | 107 |
| Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)* | 108 |
| Figura 10-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)* | 108 |
| Figura 10-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)* | 109 |
| Figura 10-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária | 110 |
| Figura 10-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .. | 111 |
| Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .. | 111 |
| Figura 10-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) | 112 |
| Figura 12-1 - Perfil de consumo para BTN Simples..... | 118 |
| Figura 12-2 - Perfil de consumo para BTN Bi-horária | 119 |
| Figura 12-3 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária | 119 |

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 | 7 |
| Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental | 11 |
| Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental | 12 |
| 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..... | 19 |
| Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM..... | 20 |
| Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal | 21 |
| Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa OLMC do operador logístico de mudança de comercializador | 23 |
| Quadro 4-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte | 25 |
| Quadro 4-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} do operador da rede de transporte..... | 26 |

| | |
|---|----|
| Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do operador da rede de transporte..... | 27 |
| Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do operador da rede de transporte | 27 |
| Quadro 5-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição | 29 |
| Quadro 5-2 - Coeficientes Potência em horas de ponta / Potência contratada de uso de redes | 30 |
| Quadro 5-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição..... | 31 |
| Quadro 5-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} dos operadores das redes de distribuição..... | 33 |
| Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} dos operadores das redes de distribuição..... | 34 |
| Quadro 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT} dos operadores das redes de distribuição..... | 36 |
| Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT} dos operadores das redes de distribuição..... | 36 |
| Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT} dos operadores das redes de distribuição..... | 37 |
| Quadro 6-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa transitória de energia do Comercializador de Último Recurso..... | 39 |
| Quadro 6-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de comercialização do Comercializador de Último Recurso..... | 41 |
| Quadro 7-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso..... | 43 |
| Quadro 7-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT | 44 |
| Quadro 7-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE..... | 45 |
| Quadro 7-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) | 46 |
| Quadro 7-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) Sazonal..... | 46 |
| Quadro 7-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA)..... | 47 |
| Quadro 7-7 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Sazonal..... | 48 |
| Quadro 7-8 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (IP)..... | 49 |
| Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do mercado liberalizado..... | 61 |

| | |
|--|-----|
| Quadro 8-2 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT | 62 |
| Quadro 8-3 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT | 63 |
| Quadro 8-4 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT..... | 63 |
| Quadro 8-5 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE..... | 64 |
| Quadro 8-6 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA) | 64 |
| Quadro 8-7 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (\leq 20,7 kVA) | 65 |
| Quadro 8-8 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (IP)..... | 66 |
| Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA | 81 |
| Quadro 9-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT | 82 |
| Quadro 9-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE..... | 83 |
| Quadro 9-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) | 83 |
| Quadro 9-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA)..... | 84 |
| Quadro 9-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP) | 85 |
| Quadro 10-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM..... | 97 |
| Quadro 10-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT | 98 |
| Quadro 10-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE | 99 |
| Quadro 10-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) | 99 |
| Quadro 10-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA)..... | 100 |
| Quadro 10-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP) | 101 |
| Quadro 11-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – Continente ... | 114 |
| Quadro 11-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAA..... | 115 |
| Quadro 11-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAM..... | 116 |
| Quadro 12-1 - Segmentação de consumidores em BTN nos perfis de consumo tipo A, B e C..... | 117 |

| | |
|---|-----|
| Quadro 12-2 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária | 120 |
| Quadro 12-3 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária | 120 |
| Quadro 12-4 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária | 120 |
| Quadro 12-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária | 121 |
| Quadro 12-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária. | 121 |
| Quadro 12-7 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples | 121 |
| Quadro 13-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental | 124 |
| Quadro 13-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária..... | 124 |
| Quadro 13-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária | 125 |
| Quadro 13-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores..... | 126 |
| Quadro 13-5 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira | 127 |

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, tarifas por atividade do comercializador de último recurso (CUR), 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 2021. 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 do operador da rede de transporte, 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 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.

A Lei do Orçamento de Estado para 2020, prevê a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão Normal (BTN), para 31 de dezembro de 2025. A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, veio concretizar essa prorrogação para a BTN e prorrogar também os prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE), para 2021 e 2022, respetivamente.

Neste contexto, em 2021 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em AT e MAT.

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 da tarifa por atividade a aplicar pelo operador logístico de mudança de comercializador.
- No capítulo 4 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade a aplicar pelo operador da rede de transporte.
- No capítulo 5 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.
- 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 das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.
- No capítulo 8 apresentam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado em Portugal continental.
- Nos capítulos 9 e 10 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM, respetivamente.
- No capítulo 11 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa social de acesso às redes.
- No capítulo 12 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BTN.
- 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 importa realçar os seguintes aspetos:

- a) A atual conjuntura criada pelas medidas de contenção da propagação da pandemia da COVID-19 é um fator excecional de incerteza para as previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo de tarifas

para 2021. De facto, os dados mais recentes demonstram que a crise pandémica da COVID-19 tem reflexos nas economias portuguesa e europeia, que podem ser conjunturais e de duração incerta, mas também estruturais, e que provocam alterações na procura de eletricidade, nomeadamente no valor total do consumo e na estrutura por nível de tensão.

- b) Para Portugal continental, a ERSE estima uma redução de 3,8% nos fornecimentos totais para 2020, 43 866 GWh, e prevê um aumento de 3,9% para 2021, atingindo 45 599 GWh. Para 2021, a estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão assumida pela ERSE é igual à apresentada pela E-Redes¹ na sua previsão de setembro de 2020².
- c) Para a definição do nível de consumo do Continente, em 2020 e 2021, a ERSE teve em conta as previsões das empresas, de setembro de 2020, e a taxa de variação por nível de tensão dos consumos reais acumulados entre janeiro e agosto de 2020 e o período homólogo de 2019, enviados à ERSE pela E-Redes no âmbito da monitorização contínua do impacto da COVID-19 no consumo de energia elétrica.
- d) Para o nível de fornecimentos referido nas alíneas anteriores, a ERSE estima que o consumo referido à emissão diminua 3,5% em 2020, em linha com a previsão de procura disponibilizada mais recentemente pela REN, que mostra que a variação homóloga do consumo referido à emissão acumulado a novembro de 2020 é de 3,5%. Para o ano de 2021 a ERSE prevê uma recuperação de 3,6%, sendo que a retoma da atividade económica poderá vir a ser influenciada pelo maior ou menor controlo da pandemia da COVID-19.
- e) No caso das Regiões Autónomas, para a definição do nível de consumo, a ERSE aceitou as previsões das empresas (EDA e EEM), segundo as quais em 2020 e 2021 se deverá registar um decréscimo do consumo de energia elétrica relativamente ao ocorrido em 2019. Esta previsão é suportada pelo impacto da pandemia da COVID-19 no consumo de energia elétrica nestes arquipélagos. Assim, estima-se um decréscimo em 2020 de 9,6% e 8%, para a Região Autónoma dos Açores e para a Região Autónoma da Madeira, respetivamente. Relativamente a 2021, a previsão da EDA é de um crescimento de 2%, enquanto que a EEM prevê um crescimento de 6% no consumo de energia elétrica.
- f) No que respeita às estimativas de consumo para Portugal continental, para 2020 e 2021, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 94,8% e 95,3%. Em 2020, esta evolução

¹ A ERSE, através da Instrução n.º 4/2020 determinou a mudança de imagem e denominação da EDP Distribuição das restantes entidades do universo do grupo EDP, passando a designar-se E-Redes.

² Inclui dados reais do consumo por nível de tensão até ao final de agosto de 2020.

resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual dos clientes de maior consumo devido à extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais e à diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado. Decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado, refira-se que, de janeiro de 2018 a outubro de 2020, regressaram 16 909 clientes ao mercado regulado.

- g) Verifica-se uma evolução estável dos diagramas de carga, visível na tipificação de quantidades para os vários tipos de fornecimento. Verifica-se uma diferenciação acentuada nos diagramas de carga das instalações BTN Social (opção Tri-horária) face aos diagramas de carga das instalações BTN.
- h) A tarifa Bi-horária representa 13,5% do total dos consumos em BTN em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 2,8% e 9,1%, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respetivamente.
- i) Na Região Autónoma dos Açores o peso da tarifa Tri-horária no total dos consumos em BTN é muito significativo (33,8%) e superior aos valores correspondentes em Portugal continental (8,0%) e na Região Autónoma da Madeira (11,5%).
- j) O número de clientes com tarifa social de eletricidade previsto para o ano de 2021 é de cerca de 885 mil clientes em Portugal continental e cerca de 49 mil clientes nas Regiões Autónomas.
- k) Para os anos de 2020 e 2021 os valores das taxas de perdas nas redes de distribuição são as previstas pela E-Redes, 9,63% e 9,30% respetivamente. No que se refere à rede de transporte, a taxa de perdas para 2020 é 1,46% igual ao valor previsional da REN e 2021 é 1,45% igual à média das taxas de perdas da rede de transporte ocorridas entre 2017 e 2019.
- l) Foram atualizados os perfis de consumo para BTN.

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 2021, 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 analisou os dados mais recentes do consumo de energia elétrica, de evolução do mercado liberalizado e os indicadores macroeconómicos, tendo em consideração o atual enquadramento de incerteza criado pela crise pandémica da COVID-19 e pelas medidas de contenção da sua propagação em Portugal. Neste contexto, as previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo tarifário de 2021 procuraram refletir os efeitos desta crise, embora a evolução da economia portuguesa e europeia estejam afetadas de fatores extraordinários de incerteza com duração indefinida, que poderão ser conjunturais, mas também estruturais, provocando alterações de médio e longo prazo na procura de eletricidade, nomeadamente no valor total do consumo e na estrutura por níveis de tensão.

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 2021. O Quadro 2-1 apresenta a variação dos fornecimentos por nível de tensão considerados para tarifas 2021, face aos valores do anterior exercício tarifário.

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

| | Fornecimentos de energia elétrica (GWh) | | |
|-------------------------------|---|---------------|--------------------------|
| | Tarifas 2020 | Tarifas 2021 | $\Delta\%$ T2021 / T2020 |
| Fornecimentos CUR + ML | 46 298 | 45 599 | -1,5% |
| MAT | 2 382 | 2 436 | 2,3% |
| AT | 7 131 | 7 034 | -1,4% |
| MT | 15 270 | 14 623 | -4,2% |
| BTE | 3 374 | 3 192 | -5,4% |
| BTN | 18 141 | 18 313 | 1,0% |

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública.

Os valores reais até 2019, as estimativas para 2020 e as previsões para 2021 do número de consumidores e dos respetivos consumos, desagregados por mercado regulado (MR) e mercado livre (ML), 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

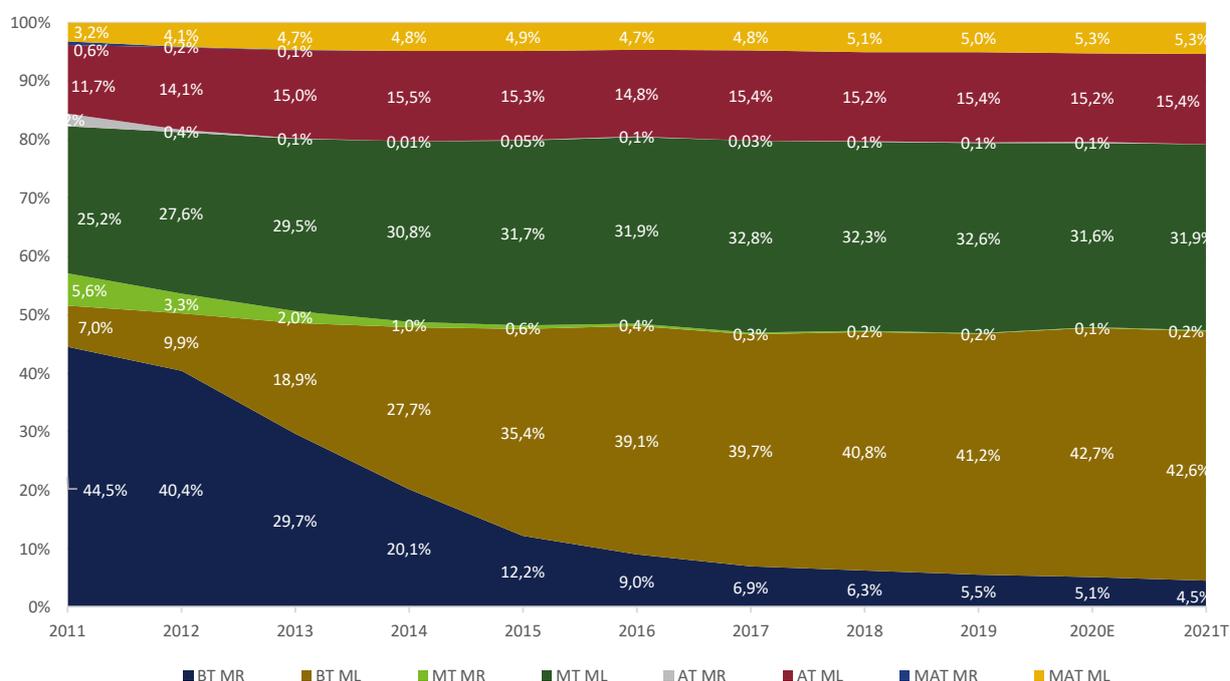
| | Número médio de consumidores | | | | | | | | | |
|------------------------------------|------------------------------|------------------|--------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|--------------|
| | 2018 real | 2019 real | Δ% | Tarifas 2020 | 2020E | Δ% 2020E / T2020 | Δ% 2020E / 2019 | Tarifas 2021 | Δ% T2021 / 2019 | Δ% T2021 / |
| N.º de consumidores no MR | 1 173 943 | 1 079 673 | -8,0% | 976 839 | 987 972 | 1,1% | -8,5% | 907 487 | -15,9% | -7,1% |
| MAT | 0 | 0 | - | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - |
| AT | 2 | 2 | 0,0% | 2 | 2 | -2,6% | -1,2% | 0 | -100,0% | -100,0% |
| MT | 791 | 657 | -16,9% | 342 | 515 | 50,4% | -21,7% | 278 | -57,6% | -18,7% |
| BTE | 1 683 | 1 421 | -15,6% | 726 | 1 043 | 43,7% | -26,6% | 564 | -60,3% | -22,3% |
| BTN | 1 171 468 | 1 077 594 | -8,0% | 975 769 | 986 412 | 1,1% | -8,5% | 906 645 | -15,9% | -7,1% |
| N.º de consumidores no ML | 5 032 369 | 5 171 828 | 2,8% | 5 316 505 | 5 293 680 | -0,4% | -2,3% | 5 391 294 | 4,2% | 1,4% |
| MAT | 73 | 74 | 0,7% | 74 | 75 | 0,7% | -1,3% | 75 | 2,0% | 1,4% |
| AT | 304 | 311 | 2,1% | 314 | 316 | 0,3% | -1,6% | 321 | 3,2% | 1,9% |
| MT | 23 807 | 24 214 | 1,7% | 24 791 | 24 513 | -1,1% | -1,2% | 24 827 | 2,5% | 0,1% |
| BTE | 34 419 | 35 378 | 2,8% | 36 729 | 35 634 | -3,0% | -0,7% | 35 966 | 1,7% | -2,1% |
| BTN | 4 973 766 | 5 111 852 | 2,8% | 5 254 597 | 5 233 143 | -0,4% | -2,3% | 5 330 106 | 4,3% | 1,4% |
| N.º de consumidores MR + ML | 6 206 312 | 6 251 501 | 0,7% | 6 293 345 | 6 281 652 | -0,2% | -0,5% | 6 298 782 | 0,8% | 0,1% |
| MAT | 73 | 74 | 0,7% | 74 | 75 | 0,7% | -1,3% | 75 | 2,0% | 1,4% |
| AT | 306 | 313 | 2,1% | 317 | 318 | 0,3% | -1,6% | 321 | 2,6% | 1,3% |
| MT | 24 598 | 24 871 | 1,1% | 25 134 | 25 028 | -0,4% | -0,6% | 25 105 | 0,9% | -0,1% |
| BTE | 36 101 | 36 799 | 1,9% | 37 455 | 36 677 | -2,1% | 0,3% | 36 530 | -0,7% | -2,5% |
| BTN | 6 145 234 | 6 189 446 | 0,7% | 6 230 366 | 6 219 556 | -0,2% | -0,5% | 6 236 751 | 0,8% | 0,1% |
| Quotas do ML | 81,1% | 82,7% | | 84,5% | 84,3% | | | 85,6% | | |
| MAT | 100,0% | 100,0% | | 100,0% | 100,0% | | | 100,0% | | |
| AT | 99,3% | 99,4% | | 99,4% | 99,4% | | | 100,0% | | |
| MT | 96,8% | 97,4% | | 98,6% | 97,9% | | | 98,9% | | |
| BTE | 95,3% | 96,1% | | 98,1% | 97,2% | | | 98,5% | | |
| BTN | 80,9% | 82,6% | | 84,3% | 84,1% | | | 85,5% | | |

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

| | Fornecimentos de Energia Elétrica (GWh) | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---|---------------|---------------|---------------|---------------|------------------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|
| | 2018 real | 2019 real | Δ% | Tarifas 2020 | 2020E | Δ% 2020E / T2020 | Δ% 2020E / 2019 | Tarifas 2021 | Δ% T2021 / 2019 | Δ% T2021 / |
| Fornecimentos MR | 3 016 | 2 658 | -11,9% | 2 421 | 2 337 | -3,5% | -12,1% | 2 141 | -19,5% | -11,6% |
| MAT | 0 | 0 | - | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - |
| AT | 28 | 50 | 79,2% | 35 | 47 | 34,7% | -5,8% | 0 | -100,0% | -100,0% |
| MT | 95 | 77 | -19,1% | 36 | 56 | 56,4% | -27,3% | 82 | 5,7% | 127,3% |
| BTE | 101 | 85 | -15,5% | 48 | 54 | 12,4% | -36,8% | 29 | -66,2% | -39,9% |
| BTN | 2 792 | 2 445 | -12,4% | 2 302 | 2 180 | -5,3% | -10,9% | 2 030 | -17,0% | -11,8% |
| Fornecimentos ML | 43 042 | 42 941 | -0,2% | 43 877 | 41 529 | -5,4% | 3,4% | 43 458 | 1,2% | -1,0% |
| MAT | 2 338 | 2 293 | -1,9% | 2 382 | 2 314 | -2,8% | -0,9% | 2 436 | 6,2% | 2,3% |
| AT | 7 017 | 7 035 | 0,3% | 7 096 | 6 655 | -6,2% | 5,7% | 7 034 | 0,0% | -0,9% |
| MT | 14 886 | 14 846 | -0,3% | 15 234 | 13 842 | -9,1% | 7,3% | 14 541 | -2,1% | -4,5% |
| BTE | 3 258 | 3 270 | 0,4% | 3 326 | 2 878 | -13,5% | 13,6% | 3 164 | -3,3% | -4,9% |
| BTN | 15 543 | 15 497 | -0,3% | 15 838 | 15 840 | 0,0% | -2,2% | 16 283 | 5,1% | 2,8% |
| Fornecimentos MR + ML | 46 059 | 45 599 | -1,0% | 46 298 | 43 866 | -5,3% | 4,0% | 45 599 | 0,0% | -1,5% |
| MAT | 2 338 | 2 293 | -1,9% | 2 382 | 2 314 | -2,8% | -0,9% | 2 436 | 6,2% | 2,3% |
| AT | 7 045 | 7 085 | 0,6% | 7 131 | 6 702 | -6,0% | 5,7% | 7 034 | -0,7% | -1,4% |
| MT | 14 981 | 14 923 | -0,4% | 15 270 | 13 898 | -9,0% | 7,4% | 14 623 | -2,0% | -4,2% |
| BTE | 3 359 | 3 355 | -0,1% | 3 374 | 2 932 | -13,1% | 14,4% | 3 192 | -4,9% | -5,4% |
| BTN | 18 335 | 17 942 | -2,1% | 18 141 | 18 020 | -0,7% | -0,4% | 18 313 | 2,1% | 1,0% |
| Quotas do ML (média ano) | 93,5% | 94,2% | | 94,8% | 94,7% | | | 95,3% | | |
| MAT | 100,0% | 100,0% | | 100,0% | 100,0% | | | 100,0% | | |
| AT | 99,6% | 99,3% | | 99,5% | 99,3% | | | 100,0% | | |
| MT | 99,4% | 99,5% | | 99,8% | 99,6% | | | 99,4% | | |
| BTE | 97,0% | 97,5% | | 98,6% | 98,2% | | | 99,1% | | |
| BTN | 84,8% | 86,4% | | 87,3% | 87,9% | | | 88,9% | | |

A figura seguinte apresenta a estrutura dos consumos de energia elétrica de Portugal continental, que são desagregados por nível de tensão e por mercado, mostrando a evolução até 2019, as estimativas para 2020 e as previsões para 2021.

Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia eléfrica (GWh) em Portugal continental por mercado e nvel de tenso



PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

De acordo com o prazo regulamentar estabelecido, em junho de 2020 a REN, a E-Redes e a SU Eletricidade enviaram as estimativas e as previsões de consumo e do número de consumidores para os anos de 2020 e 2021, respetivamente. Na seqüência da análise à informação enviada pelos dois operadores de redes, verificou-se que ao nvel do consumo referido à emissão³ as previsões são muito semelhantes para o ano de 2020 (diferença de apenas 2 GWh), no entanto, para 2021 a previsão da REN é 2 037 GWh inferior à da E-Redes.

Todavia, para a definição do nvel de consumo em 2020 e 2021, a ERSE assumiu uma variação anual dos fornecimentos por nvel de tenso resultante da aplicao da taxa de variação dos valores reais acumulados de janeiro a agosto de 2020, enviados à ERSE pela E-Redes no âmbito da monitorização contínua do impacto da COVID-19 no consumo de energia eléfrica. Na previsão de procura disponibilizada mais

³ Os valores da energia entrada na rede de distribuição previstos pela E-Redes 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.

recentemente pela REN⁴, verifica-se que o consumo referido à emissão acumulado até ao final de novembro de 2020 se situa 3,5% abaixo do ocorrido no período homólogo de 2019 e que a atual previsão deste operador para consumo em 2020 é de uma queda de 3,6%.

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 2021:

- Fornecimentos totais a clientes de 43 866 GWh para 2020, que corresponde a um decréscimo de 3,8% face aos fornecimentos de 2019 e de 45 599 GWh para 2021, que é 4,0% superior à estimativa de 2020.
- Para 2021, a estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão é a apresentada pela E-Redes na sua previsão de setembro. Para o ano de 2020 a estrutura por nível de tensão resulta da aplicação da taxa de variação entre janeiro e agosto de 2020 e o período homólogo de 2019, por nível de tensão, aos consumos reais de 2019.
- As taxas de perdas nas redes de distribuição são as previstas pela E-Redes em setembro, 9,63% e 9,30%, respetivamente para 2020 e 2021⁵.
- A taxa de perdas da rede de transporte⁶ para 2020 é de 1,46%, igual ao valor previsional da REN, e para 2021 é de 1,45%, igual à média da taxa de perdas da rede de transporte ocorrida entre 2017 e 2019.
- Consumo referido à emissão, obtido através da conjugação dos pressupostos anteriores, de 48 593 GWh para 2020, que corresponde a um decréscimo de 3,5% em relação ao ocorrido em 2019, e de 50 359 GWh para 2021, que reflete uma recuperação de 3,6% face ao valor estimado para o ano de 2020.
- Adoção do número total de consumidores por nível de tensão previsto pela E-Redes, em junho, para 2020 e 2021.

⁴ REN, “Previsão do consumo de energia elétrica – dezembro 2020”

⁵ 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.

⁶ 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.

- Estimativa das quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão para 2020 e 2021, em consonância com os dados reais mais recentes do ano 2020 e com o quadro legal para a extinção das tarifas transitórias.
- Previsão dos fornecimentos e número de consumidores do CUR e dos comercializadores do mercado livre por nível de tensão nos anos de 2020 e 2021, 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 2021 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 negativa em 2020 e uma recuperação em 2021. No capítulo 2 do documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021” da ERSE é feita uma análise detalhada da economia portuguesa, bem como das suas perspetivas futuras.

Existe uma correlação entre a evolução da atividade económica e o consumo de energia elétrica, observando-se, de uma forma geral, que o consumo de energia elétrica apresenta uma tendência próxima das variações da atividade económica. Contudo para 2020 e 2021 antevê-se um contexto macroeconómico excecional, pelo que a correlação entre a atividade económica e consumo de energia elétrica poderá ser alterada, uma vez que, os dados do passado indicam que quando há mudanças dos ciclos económicos ou momentos de crise que afetam a economia portuguesa, o comportamento desta correlação é afetado.

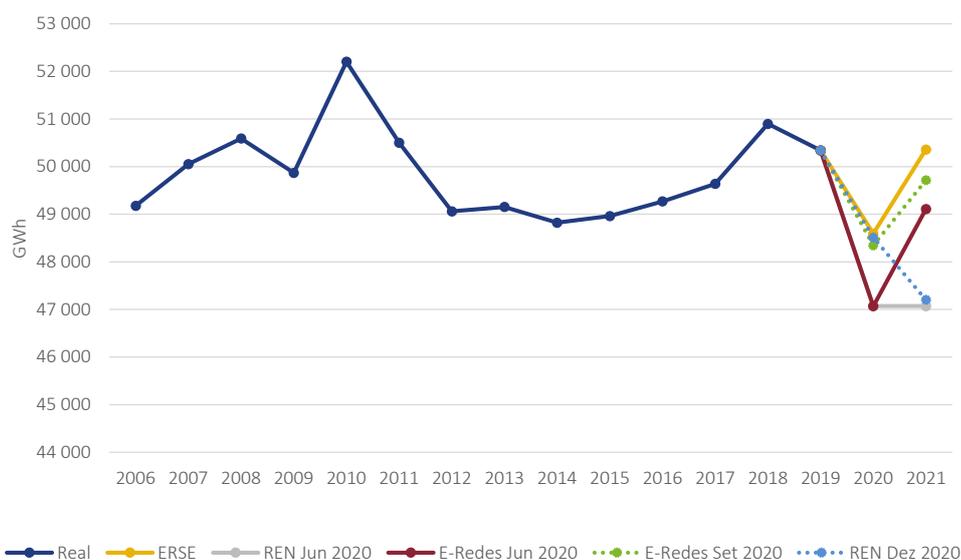
O Quadro 2-4 e a Figura 2-2 sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da E-Redes.

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

| | | Unidade: GWh | | | | | |
|------------------------------------|------------------------|--------------|--------|--------|--------|---------------|---------------|
| | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Real | | 49 269 | 49 637 | 50 898 | 50 340 | | |
| | (Variação média anual) | 0,6% | 0,7% | 2,5% | -1,1% | | |
| Previsões para Tarifas 2021 | | | | | | | |
| REN - Junho 2020 | | | | | | 47 070 | 47 070 |
| | (Variação média anual) | | | | | -6,5% | 0,0% |
| E-Redes - Junho 2020 [1] | | | | | | 47 069 | 49 107 |
| | (Variação média anual) | | | | | -6,5% | 4,3% |
| E-Redes - Setembro 2020 [1] | | | | | | 48 346 | 49 713 |
| | (Variação média anual) | | | | | -4,0% | 2,8% |
| REN - Dezembro 2020 | | | | | | 48 512 | 47 202 |
| | (Variação média anual) | | | | | -3,6% | -2,7% |
| ERSE | | | | | | 48 593 | 50 359 |
| | (Variação média anual) | | | | | -3,5% | 3,6% |

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

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



O Quadro 2-5 resume as estimativas para 2020 e as previsões para 2021 das entregas de eletricidade por nível de tensão a clientes ligados à rede pública, que foram considerados pela ERSE no cálculo tarifário de 2021, bem como os valores correspondentes perspectivados pela E-Redes.

Refira-se que, quer o consumo para bombagem hidroelctrica abastecida pela RND, quer a recuperação de consumo ilícito não são considerados no cálculo das tarifas de acesso às redes. No primeiro caso, tal

decorre da isenção do pagamento das tarifas de acesso às redes prevista no número 2 do artigo 24.º do Regulamento do Acesso às Redes e Interligações. No caso do consumo ilícito, a sua faturação é efetuada através de procedimentos autónomos e não pelos procedimentos normais de leitura dos contadores e correspondente faturação.

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

Unidade: GWh

| | Real | | Proposta E-Redes junho 2020 | | ERSE Tarifas 2021 | | Diferenças ERSE - E-Redes | |
|---|---------------|---------------|-----------------------------|---------------|-------------------|---------------|---------------------------|--------------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 |
| = ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO¹ | 50 263 | 49 805 | 46 366 | 48 524 | 47 913 | 49 690 | 1 547 | 1 165 |
| - Bombagem abastecida pela RND | 19 | 33 | 15 | 26 | 15 | 26 | 0 | 0 |
| - Consumos ilícitos recuperados na RND | 40 | 57 | 30 | 50 | 30 | 50 | 0 | 0 |
| - Perdas na rede de Distribuição | 4 146 | 4 117 | 3 869 | 3 930 | 4 002 | 4 015 | 133 | 85 |
| (Perdas/Fornecimentos) | 9,48% | 9,51% | 9,63% | 9,30% | 9,63% | 9,30% | | |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO CUR E A CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO | 46 059 | 45 599 | 42 453 | 44 519 | 43 866 | 45 599 | 1 413 | 1 080 |
| (Variação média anual) | 2,9% | -1,0% | -6,9% | 4,9% | -3,8% | 4,0% | | |
| BT | 21 694 | 21 297 | 20 413 | 20 901 | 20 952 | 21 506 | 539 | 605 |
| (Variação média anual) | 3,9% | -1,8% | -4,2% | 2,4% | -1,6% | 2,6% | | |
| MT | 14 981 | 14 923 | 13 178 | 14 296 | 13 898 | 14 623 | 720 | 327 |
| (Variação média anual) | 1,0% | -0,4% | -11,7% | 8,5% | -6,9% | 5,2% | | |
| AT | 7 045 | 7 085 | 6 538 | 6 969 | 6 702 | 7 034 | 164 | 65 |
| (Variação média anual) | 2,1% | 0,6% | -7,7% | 6,6% | -5,4% | 5,0% | | |
| MAT | 2 338 | 2 293 | 2 325 | 2 353 | 2 314 | 2 436 | -10 | 84 |
| (Variação média anual) | 9,1% | -1,9% | 1,4% | 1,2% | 0,9% | 5,3% | | |

¹ inclui o consumo em bombagem dos centros electroprodutores hidroelétricos ligados em AT e o consumo ilícito recuperado.

O quadro seguinte resume as aquisições do CUR consideradas pela ERSE no cálculo tarifário de 2021 e os valores homólogos da SU Eletricidade.

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

Unidade: GWh

| | Real | | Proposta SU Eletricidade junho 2020 | | ERSE Tarifas 2021 | | Diferenças ERSE - SU Eletricidade | |
|--|--------------|--------------|-------------------------------------|--------------|-------------------|--------------|-----------------------------------|-------------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 |
| + Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR | -17 951 | -19 533 | -18 419 | -19 309 | -18 893 | -19 966 | -474 | -657 |
| + Produção em regime especial | 21 456 | 22 620 | 21 357 | 22 033 | 21 581 | 22 445 | 224 | 412 |
| = Total das Aquisições do CUR | 3 505 | 3 088 | 2 938 | 2 724 | 2 688 | 2 479 | -250 | -245 |
| - Perdas na rede de Distribuição | 436 | 385 | 396 | 367 | 311 | 302 | -85 | -64 |
| (perdas/fornecimentos) | 14,4% | 14,5% | 15,6% | 15,6% | 13,3% | 14,1% | 41,4% | 29,6% |
| - Perdas na rede de Transporte | 52 | 45 | 0 | 0 | 39 | 36 | 39 | 36 |
| (perdas/fornecimentos) | 1,7% | 1,7% | 0,0% | 0,0% | 1,7% | 1,7% | -19,3% | -16,7% |
| = Total dos Fornecimentos do CUR | 3 016 | 2 658 | 2 542 | 2 357 | 2 337 | 2 141 | -205 | -217 |

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 2025, vão vigorar tarifas transitórias para os clientes finais em baixa tensão normal, 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).

Entretanto, foram definidos, pela Portaria n.º 83/2020, novos prazos para a extinção das tarifas transitórias de fornecimentos de eletricidade em MT e BTE, com data de 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente.

A projeção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o ano de 2021 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 ainda abastecidos no mercado regulado deverão migrar gradualmente para o mercado livre ao longo do restante do ano 2020;
- Os clientes em MT e BTE ainda abastecidos no mercado regulado deverão migrar gradualmente para o mercado livre ao longo do restante do ano 2020 e ainda durante os anos de 2021 e 2022, respetivamente;
- A passagem de clientes em BTN para mercado livre será relativamente linear durante o resto de 2020 e 2021, mesmo tendo em conta o enquadramento de retorno à tarifa regulada.

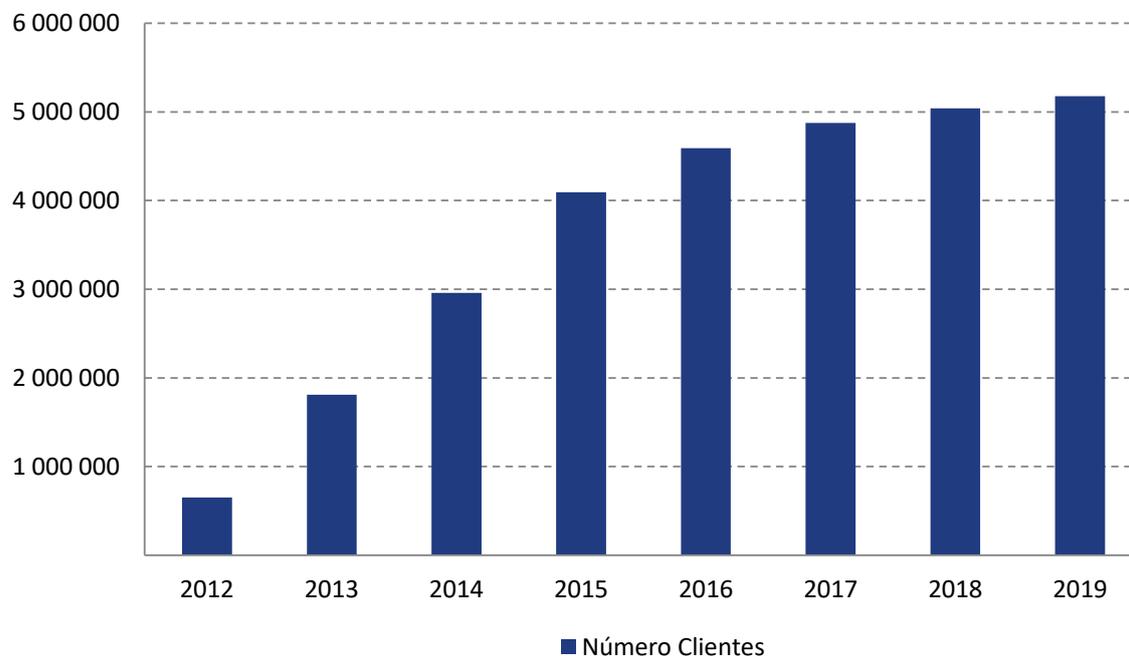
Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2019, cerca de 5,2 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento de cerca de 3% face a 2018. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, apesar do abrandamento do 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 2019 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado⁷ próximo dos 43,3 TWh, valor cerca de 1% superior ao observado em 2018 e o mais elevado da série histórica de consumos anualizados no mercado livre.

No final do mês de outubro de 2020, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 5 331 127, representando o seu consumo cerca de 94,7% do consumo total.

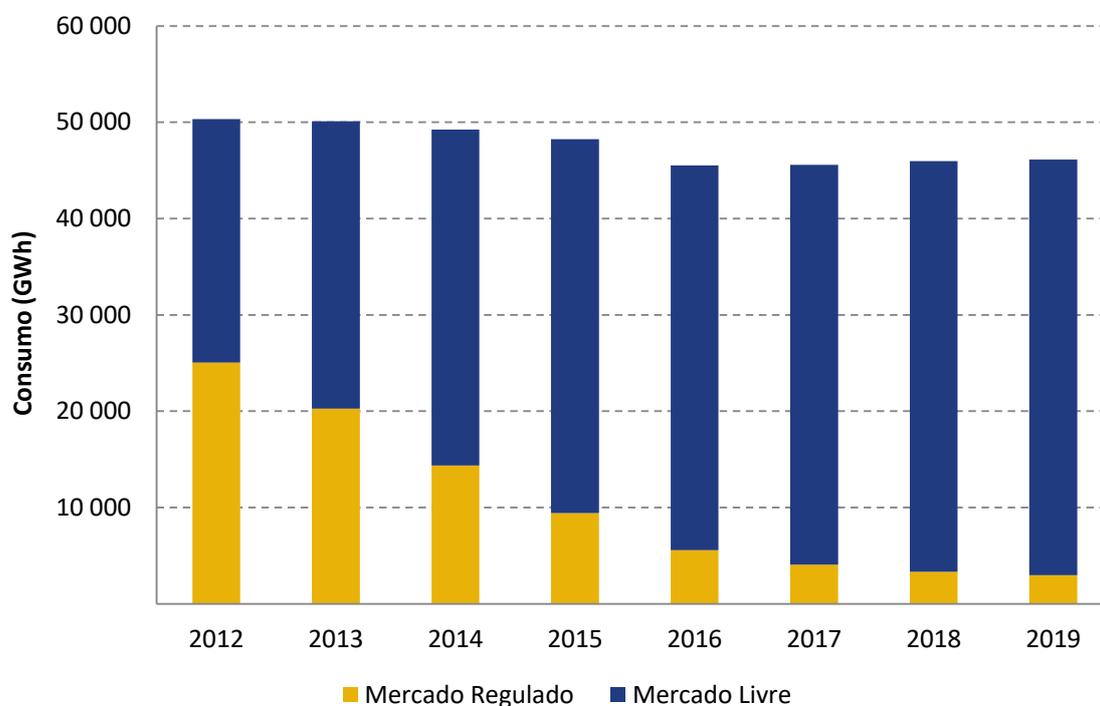
A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2012 consta da Figura 2-3. Por outro lado, a Figura 2-4 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado livre, desde 2012, de forma cumulativa ao consumo no mercado regulado.

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



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

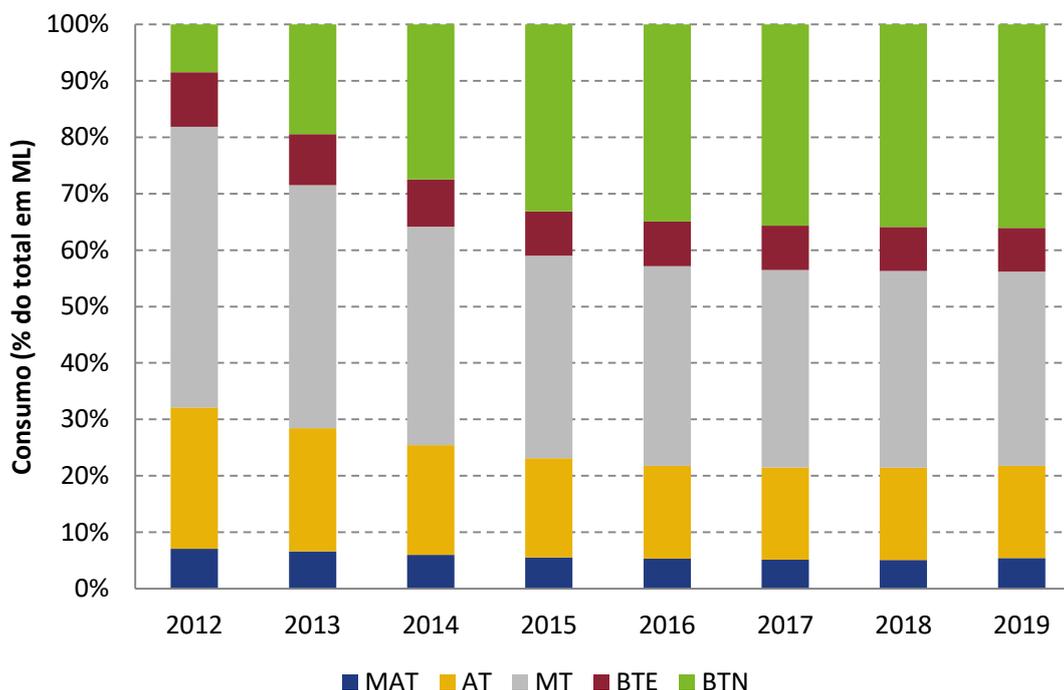
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



A evolução do número de clientes em mercado livre 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. Ainda assim, refira-se que desde o início de 2018 que é possível aos consumidores estabelecer um contrato com o comercializador de último recurso.

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

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



Deste quadro evolutivo, resulta a estimativa de número e consumo de clientes em mercado livre que constam da Figura 2-6 e da Figura 2-7. O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor médio global de cerca de 5,30 milhões clientes em 2020 e cerca de 5,39 milhões em 2021. No que respeita às estimativas de consumo para 2020 e 2021, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 94,8% e 95,3% do consumo total. Em 2020, 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. Embora este facto contribua para o ritmo de entrada dos clientes em BTN no mercado livre desde o final de 2012, a possibilidade de regresso ao mercado regulado, desde janeiro de 2018, e a conseqüente redução do impacto da passagem de clientes do mercado regulado para o mercado livre é expectável que haja uma redução do ritmo acentuado de crescimento apresentado por este segmento de clientes no mercado livre. Decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado anteriormente mencionado, refira-se que, entre janeiro de 2018 e outubro de 2020, regressaram 16 909 clientes ao mercado regulado.

Figura 2-6 - Nmero de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2020 e 2021

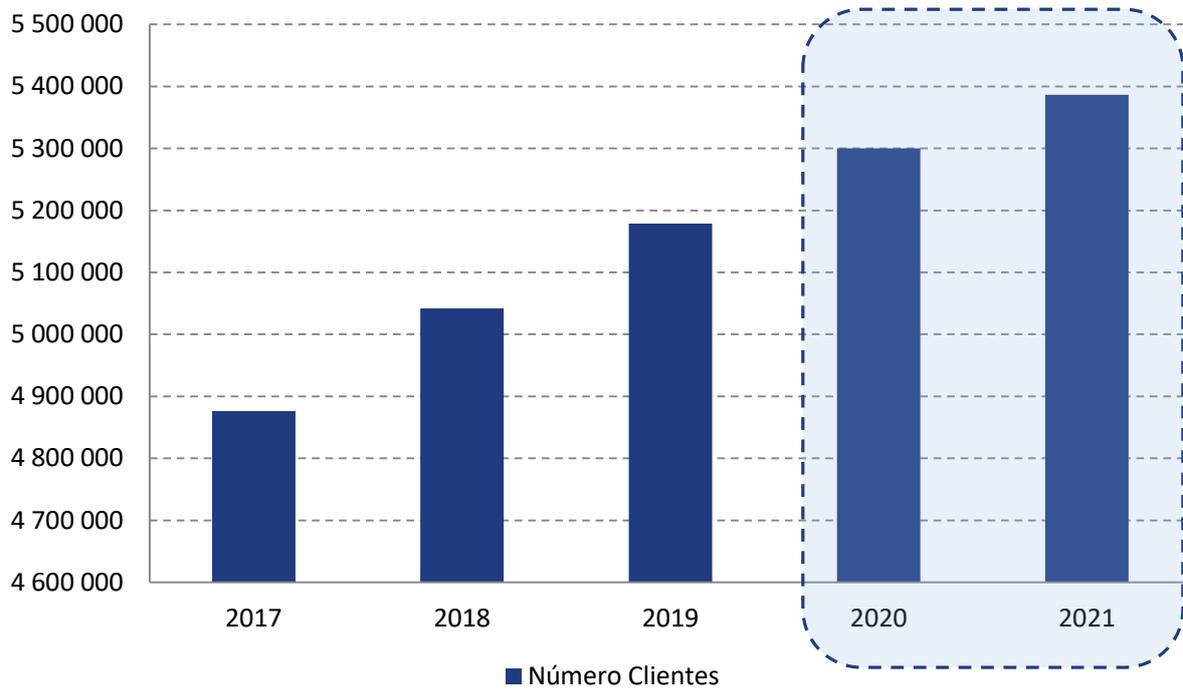
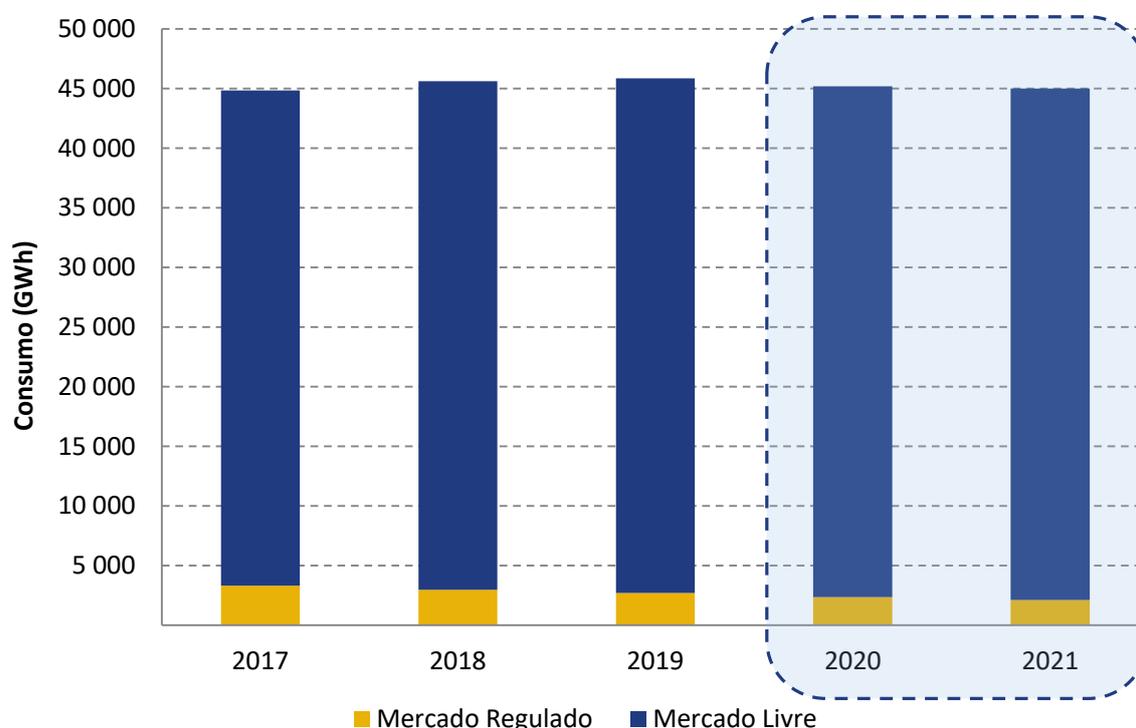


Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2020 e 2021



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 2019, a estimativa para 2020 e a previsão para 2021. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais se prevê um decréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2020 e um crescimento em 2021. A estimativa de decréscimo para 2020 assenta no impacto da pandemia do COVID-19, que tem por base os valores reais dos primeiros meses de 2020. Para 2021, a EDA aplicou um fator de retoma do consumo diferenciando o sector doméstico, que se prevê ter uma recuperação dos consumos mais acentuada, dos restantes sectores. Esta previsão estima que em 2020 se registre o valor de consumo mais baixo dos últimos 10 anos e para 2021 prevê um crescimento que, no entanto, não supera o valor registado em 2014.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2018 e 2019, a estimativa para 2020 e a previsão para 2021 da EDA, que

foram aceites integralmente pela ERSE para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2021.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

Unidade: MWh

| RUBRICAS | Real | | Proposta EDA/ Valores adoptados pela ERSE | |
|---|----------------|----------------|--|----------------|
| | 2018 | 2019 | Estimativa 2020 | Tarifas 2021 |
| EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA | 794 747 | 793 491 | 717 578 | 731 953 |
| (Variação média anual) | 1,3% | -0,2% | -9,6% | 2,0% |
| - Perdas nas redes | 50 469 | 50 114 | 45 429 | 46 095 |
| (perdas/fornecimentos) | 6,8% | 6,8% | 6,8% | 6,7% |
| - Consumos Próprios ¹ | 1 797 | 1 851 | 1 866 | 1 874 |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA | 742 481 | 741 526 | 670 283 | 683 981 |
| (Variação média anual) | 1,3% | -0,1% | -9,6% | 2,0% |
| BT | 455 771 | 458 492 | 415 039 | 421 170 |
| (Variação média anual) | 1,2% | 0,6% | -9,5% | 1,5% |
| MT | 286 709 | 283 035 | 255 244 | 262 811 |
| (Variação média anual) | 1,5% | -1,3% | -9,8% | 3,0% |

¹Exclui consumos próprios das centrais.

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 2019, estimativas para 2020 e previsões para 2021. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais em 2020 e 2021 se deverá registar um decréscimo do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira relativamente ao ocorrido em 2019. Esta previsão é suportada pelo impacto da pandemia da COVID-19 no consumo de energia elétrica nesta região autónoma. De acordo com a EEM, os dados reais acumulados do consumo mais recentes confirmam o decréscimo de 8% em 2020, que foi perspetivado nos valores estimados em junho. Para 2021, a EEM antevê uma retoma do crescimento do consumo, embora menos acentuada que o decréscimo estimado para 2020.

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 2021.

Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM

Unidade: MWh

| RUBRICAS | Real | | Proposta EEM/ Valores adoptados pela ERSE | |
|---|----------------|----------------|--|----------------|
| | 2018 | 2019 | Estimativa 2020 | Tarifas 2021 |
| EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM | 863 907 | 881 990 | 811 039 | 862 080 |
| (Variação média anual) | -0,4% | 2,1% | -8,0% | 6,3% |
| - Perdas nas redes | 71 496 | 72 447 | 66 430 | 70 479 |
| (perdas/fornecimentos) | 9,0% | 9,0% | 8,9% | 8,9% |
| - Consumos Próprios ¹ | 1 107 | 1 106 | 1 106 | 1 106 |
| | -0,7% | -0,1% | 0,0% | 0,0% |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM | 791 304 | 808 436 | 743 503 | 790 495 |
| (Variação média anual) | -0,4% | 2,2% | -8,0% | 6,3% |
| BT | 583 272 | 582 957 | 541 877 | 572 738 |
| (Variação média anual) | 0,9% | -0,1% | -7,0% | 5,7% |
| MT | 208 032 | 225 479 | 201 627 | 217 757 |
| (Variação média anual) | -3,6% | 8,4% | -10,6% | 8,0% |

¹ Exclui consumos próprios das centrais.

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 2019 (2019R) e previstos nas tarifas para 2020 (2020T) e nas tarifas para 2021 (2021T), em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

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

| 2019 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% | 2 293 | 5,3% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 2 293 | 4,9% | 0 | 0,0% | 74 | 0,0% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 74 | 0,0% |
| AT | 50 | 1,9% | 7 035 | 16,4% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 7 085 | 15,0% | 2 | 0,0% | 311 | 0,0% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 313 | 0,0% |
| MT | 77 | 2,9% | 14 846 | 34,6% | 283 | 38,2% | 225 | 27,9% | 15 431 | 32,7% | 657 | 0,1% | 24 214 | 0,5% | 751 | 0,6% | 321 | 0,2% | 25 942 | 0,4% |
| BT | 2 531 | 95,2% | 18 766 | 43,7% | 458 | 61,8% | 583 | 72,1% | 22 339 | 47,4% | 1 079 014 | 99,9% | 5 147 230 | 99,5% | 124 375 | 99,4% | 138 553 | 99,8% | 6 489 172 | 99,6% |
| BTE | 85 | 3,2% | 3 270 | 7,6% | 61 | 8,3% | 146 | 18,0% | 3 562 | 7,6% | 1 421 | 0,1% | 35 378 | 0,7% | 716 | 0,6% | 1 222 | 0,9% | 38 736 | 0,6% |
| BTN > 20,7 kVA | 144 | 5,4% | 1 791 | 4,2% | 46 | 6,2% | 61 | 7,6% | 2 042 | 4,3% | 6 476 | 0,6% | 60 698 | 1,2% | 1 683 | 1,3% | 2 340 | 1,7% | 71 197 | 1,1% |
| BTN <= 20,7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP) | 2 262 | 85,1% | 13 619 | 31,7% | 349 | 47,1% | 372 | 46,0% | 16 602 | 35,2% | 934 178 | 86,5% | 4 835 015 | 93,5% | 117 828 | 94,2% | 130 916 | 94,3% | 6 017 937 | 92,4% |
| BTN <= 2,3 kVA | 40 | 1,5% | 87 | 0,2% | 2 | 0,2% | 4 | 0,5% | 132 | 0,3% | 136 939 | 12,7% | 216 139 | 4,2% | 4 148 | 3,3% | 4 075 | 2,9% | 361 301 | 5,5% |
| TOTAL | 2 658 | 100,0% | 42 941 | 100,0% | 742 | 100,0% | 808 | 100,0% | 47 149 | 100,0% | 1 079 673 | 100,0% | 5 171 828 | 100,0% | 125 126 | 100,0% | 138 873 | 100,0% | 6 515 500 | 100,0% |

| 2020 Tarifas | 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% | 2 382 | 5,4% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 2 382 | 5,0% | 0 | 0,0% | 74 | 0,0% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 74 | 0,0% |
| AT | 35 | 1,4% | 7 096 | 16,2% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 7 131 | 14,9% | 2 | 0,0% | 314 | 0,0% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 317 | 0,0% |
| MT | 36 | 1,5% | 15 234 | 34,7% | 292 | 38,6% | 210 | 26,3% | 15 772 | 33,0% | 342 | 0,0% | 24 791 | 0,5% | 757 | 0,6% | 313 | 0,2% | 26 204 | 0,4% |
| BT | 2 350 | 97,1% | 19 164 | 43,7% | 463 | 61,4% | 589 | 73,7% | 22 567 | 47,2% | 976 495 | 100,0% | 5 291 326 | 99,5% | 125 159 | 99,4% | 139 878 | 99,8% | 6 532 857 | 99,6% |
| BTE | 48 | 2,0% | 3 326 | 7,6% | 59 | 7,9% | 147 | 18,4% | 3 581 | 7,5% | 726 | 0,1% | 36 729 | 0,7% | 714 | 0,6% | 1 214 | 0,9% | 39 382 | 0,6% |
| BTN > 20,7 kVA | 145 | 6,0% | 1 771 | 4,0% | 42 | 5,6% | 60 | 7,5% | 2 018 | 4,2% | 6 118 | 0,6% | 60 794 | 1,1% | 1 671 | 1,3% | 2 323 | 1,7% | 70 906 | 1,1% |
| BTN <= 20,7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP) | 2 123 | 87,7% | 13 955 | 31,8% | 360 | 47,7% | 378 | 47,3% | 16 816 | 35,1% | 846 314 | 86,6% | 4 948 013 | 93,1% | 118 599 | 94,2% | 132 266 | 94,3% | 6 045 192 | 92,2% |
| BTN <= 2,3 kVA | 35 | 1,4% | 112 | 0,3% | 2 | 0,2% | 4 | 0,5% | 152 | 0,3% | 123 337 | 12,6% | 245 790 | 4,6% | 4 175 | 3,3% | 4 075 | 2,9% | 377 377 | 5,8% |
| TOTAL | 2 421 | 100,0% | 43 877 | 100,0% | 755 | 100,0% | 799 | 100,0% | 47 852 | 100,0% | 976 839 | 100,0% | 5 316 505 | 100,0% | 125 916 | 100,0% | 140 191 | 100,0% | 6 559 452 | 100,0% |

| 2021 Tarifas | 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% | 2 436 | 5,6% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 2 436 | 5,2% | 0 | 0,0% | 75 | 0,0% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 75 | 0,0% |
| AT | 0 | 0,0% | 7 034 | 16,2% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 7 034 | 14,9% | 0 | 0,0% | 321 | 0,0% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 321 | 0,0% |
| MT | 82 | 3,8% | 14 541 | 33,5% | 263 | 38,4% | 218 | 27,5% | 15 103 | 32,1% | 278 | 0,0% | 24 827 | 0,5% | 760 | 0,6% | 321 | 0,2% | 26 186 | 0,4% |
| BT | 2 059 | 96,2% | 19 447 | 44,7% | 421 | 61,6% | 573 | 72,5% | 22 500 | 47,8% | 907 209 | 100,0% | 5 366 072 | 99,5% | 125 418 | 99,4% | 139 824 | 99,8% | 6 538 523 | 99,6% |
| BTE | 29 | 1,3% | 3 164 | 7,3% | 56 | 8,2% | 138 | 17,4% | 3 386 | 7,2% | 564 | 0,1% | 35 966 | 0,7% | 728 | 0,6% | 1 222 | 0,9% | 38 480 | 0,6% |
| BTN > 20,7 kVA | 115 | 5,4% | 1 865 | 4,3% | 42 | 6,2% | 61 | 7,7% | 2 084 | 4,4% | 5 434 | 0,6% | 62 239 | 1,2% | 1 727 | 1,4% | 2 339 | 1,7% | 71 740 | 1,1% |
| BTN <= 20,7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP) | 1 884 | 88,0% | 14 320 | 33,0% | 321 | 46,9% | 370 | 46,8% | 16 894 | 35,9% | 786 758 | 86,7% | 5 026 617 | 93,2% | 118 975 | 94,3% | 132 188 | 94,3% | 6 064 538 | 92,4% |
| BTN <= 2,3 kVA | 31 | 1,5% | 98 | 0,2% | 2 | 0,2% | 4 | 0,5% | 135 | 0,3% | 114 452 | 12,6% | 241 250 | 4,5% | 3 988 | 3,2% | 4 074 | 2,9% | 363 765 | 5,5% |
| TOTAL | 2 141 | 100,0% | 43 458 | 100,0% | 684 | 100,0% | 790 | 100,0% | 47 073 | 100,0% | 907 487 | 100,0% | 5 391 294 | 100,0% | 126 178 | 100,0% | 140 144 | 100,0% | 6 565 104 | 100,0% |

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

A tarifa por atividade do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) 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 3-1 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 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa OLMC do operador logístico de mudança de comercializador

| OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR | QUANTIDADES |
|--|-------------|
| Potência contratada | (kW) |
| MAT | 760 387 |
| AT | 1 562 604 |
| MT | 5 931 229 |
| BTE | 1 953 290 |
| BTN | 37 949 034 |

4 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

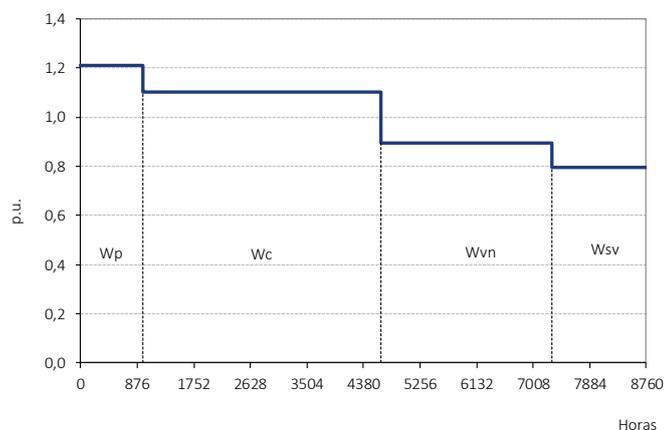
O Quadro 4-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (RNT) à Rede Nacional de Distribuição (RND).

Quadro 4-1 - 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 | 6 615 577 |
| | Horas cheias | 23 033 650 |
| | Horas de vazio normal | 13 432 978 |
| | Horas de super vazio | 6 607 302 |

Na Figura 4-1 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 4-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS



| Potência de base [MW] | UGS |
|-----------------------|-------|
| Potência média anual | 5 672 |

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

4.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 4-2 e o Quadro 4-3 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 aos operadores da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da RNT.

Quadro 4-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} do operador da rede de transporte

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT | | QUANTIDADES |
|----------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 167 869 |
| | Contratada | 760 387 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 102 392 |
| | Horas cheias | 519 985 |
| | Horas de vazio normal | 410 734 |
| | Horas de super vazio | 236 176 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 61 484 |
| | Horas cheias | 494 774 |
| | Horas de vazio normal | 392 713 |
| | Horas de super vazio | 217 972 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 36 832 567 |
| | Capacitiva | 52 386 769 |

Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do operador da rede de transporte

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT | | QUANTIDADES |
|---------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 6 507 787 |
| | Contratada | 8 295 761 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 4 142 627 |
| | Horas cheias | 10 791 087 |
| | Horas de vazio normal | 6 408 288 |
| | Horas de super vazio | 3 111 577 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 2 309 073 |
| | Horas cheias | 11 227 804 |
| | Horas de vazio normal | 6 221 243 |
| | Horas de super vazio | 3 041 577 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 44 002 500 |
| | Capacitiva | 101 217 488 |

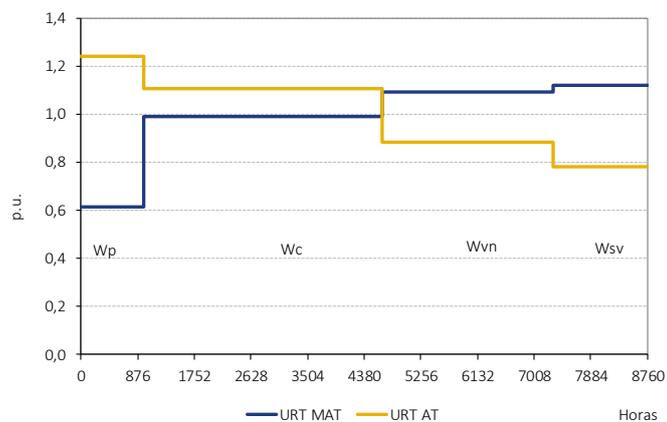
O quadro seguinte apresenta as quantidades consideradas no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores em MAT, AT e MT.

Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do operador da rede de transporte

| USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL AOS PRODUTORES EM MAT, AT E MT | | QUANTIDADES |
|--|------------------------|-------------|
| Energia ativa | | (MWh) |
| | Horas de fora de vazio | 30 868 188 |
| | Horas de vazio | 19 290 300 |

Na Figura 4-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT retangularizado, em p.u., 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 da tarifa de URT

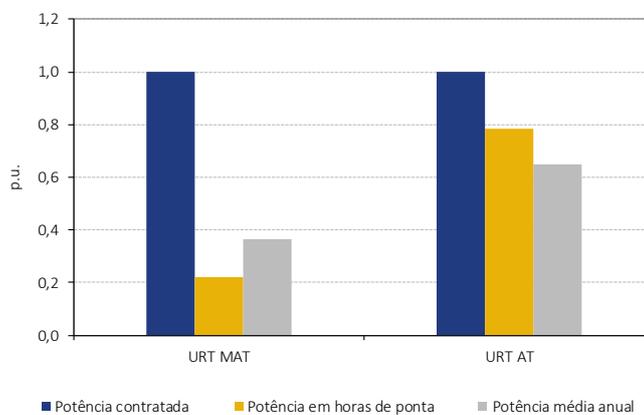


| Potência de base [MW] | URT MAT | URT AT |
|-----------------------|---------|--------|
| Potência média anual | 278 | 5 394 |

Nota: Os valores em p.u. são 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 da tarifa de URT



| Potência de base [MW/mês] | URT MAT | URT AT |
|---------------------------|---------|--------|
| Potência contratada | 760 | 8 296 |

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

5 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 fazem parte das 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 5-1 apresentam-se os valores globais de energia ativa e número de clientes por nível de tensão e tipo de fornecimento previstos para 2021 em Portugal continental. Estas quantidades incluem as entregas do comercializador de último recurso e dos comercializadores no mercado a clientes em Portugal continental.

Quadro 5-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição

| Tipo de fornecimento | Energia (GWh) | % Energia | Número de clientes | % Número de clientes |
|----------------------|---------------|---------------|--------------------|----------------------|
| MAT | 2 436 | 5,3% | 75 | 0,0% |
| AT | 7 034 | 15,4% | 321 | 0,0% |
| MT | 14 623 | 32,1% | 25 105 | 0,4% |
| BT | 21 506 | 47,2% | 6 273 281 | 99,6% |
| BTE | 3 192 | 14,8% | 36 530 | 0,6% |
| BTN | 18 313 | 85,2% | 6 236 751 | 99,4% |
| Total | 45 599 | 100,0% | 6 298 782 | 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.

5.1 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}).

No Quadro 5-2 apresentam-se os valores dos coeficientes de potência em horas de ponta / potência contratada para 2021, de acordo com o estudo elaborado e apresentado no documento de “Caraterização da Procura de Energia Elétrica em 2018”.

Quadro 5-2 - Coeficientes Potência em horas de ponta / Potência contratada de uso de redes

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

5.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Quadro 5-3 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia estão no referencial de entrega a clientes finais.

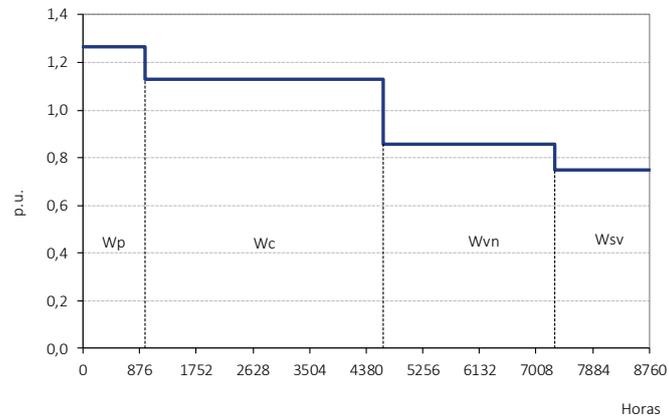
Quadro 5-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição

| USO GLOBAL DO SISTEMA | | QUANTIDADES |
|------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência contratada | | (kW) |
| MAT | | 760 387 |
| AT | | 1 562 604 |
| MT | | 5 931 229 |
| BTE | | 1 953 290 |
| BTN > | | 2 344 616 |
| BTN < | | 35 604 418 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| MAT, AT, MT, BTE e BTN | Horas de ponta | 6 188 847 |
| | Horas cheias | 21 566 105 |
| | Horas de vazio normal | 11 939 144 |
| | Horas de super vazio | 5 904 491 |
| MAT | | 2 436 230 |
| AT | | 7 034 019 |
| MT | | 14 622 573 |
| BTE | | 3 192 395 |
| BTN > | | 1 980 495 |
| BTN < | | 16 332 874 |

Na Figura 5-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado da UGS, em p.u., 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 5-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS



| Potência de base [MW] | UGS |
|-----------------------|-------|
| Potência média anual | 5 641 |

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

5.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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

Quadro 5-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} dos operadores das redes de distribuição

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT | | QUANTIDADES |
|----------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 167 869 |
| | Contratada | 760 387 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 102 392 |
| | Horas cheias | 519 985 |
| | Horas de vazio normal | 410 734 |
| | Horas de super vazio | 236 176 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 61 484 |
| | Horas cheias | 494 774 |
| | Horas de vazio normal | 392 713 |
| | Horas de super vazio | 217 972 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 36 832 567 |
| | Capacitiva | 52 386 769 |

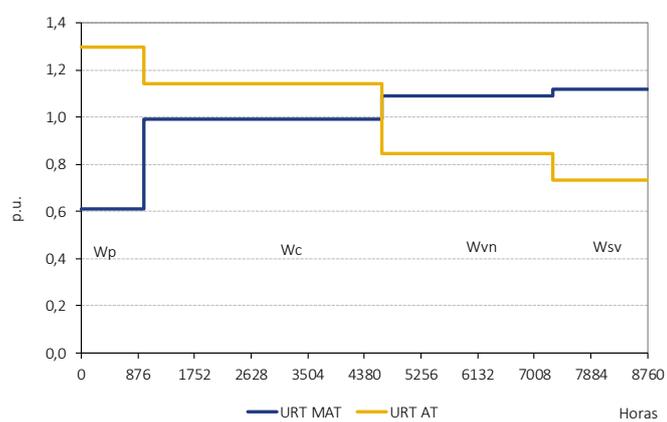
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de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

Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} dos operadores das redes de distribuição

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT | | QUANTIDADES |
|---------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 6 710 139 |
| | Contratada | 9 585 913 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 4 111 144 |
| | Horas cheias | 10 884 843 |
| | Horas de vazio normal | 6 002 121 |
| | Horas de super vazio | 2 835 690 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 2 590 930 |
| | Horas cheias | 11 651 112 |
| | Horas de vazio normal | 6 017 107 |
| | Horas de super vazio | 2 897 860 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 0 |
| | Capacitiva | 0 |

Na Figura 5-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT retangularizado, em p.u., discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 5-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT

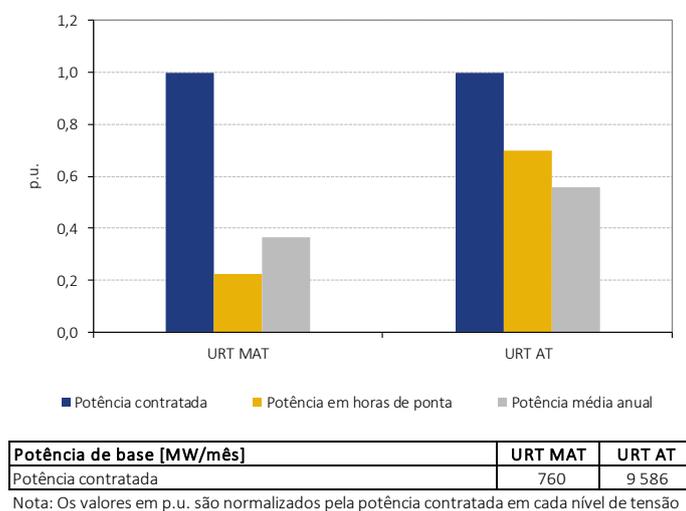


| Potência de base [MW] | URT MAT | URT AT |
|-----------------------|---------|--------|
| Potência média anual | 278 | 5 364 |

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

Na Figura 5-3 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 5-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT



5.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 5-6, o Quadro 5-7 e o Quadro 5-8 apresentam as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são calculadas ajustando as entregas do nível de tensão da rede e dos níveis de tensão inferiores até à saída de cada uma das redes de distribuição, por aplicação de ajustamentos para perdas e de diagramas de carga tipo. É ainda utilizado um coeficiente de simultaneidade. 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 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT} dos operadores das redes de distribuição

| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT | | QUANTIDADES |
|-----------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 6 603 168 |
| | Contratada | 9 844 647 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 4 045 605 |
| | Horas cheias | 10 728 212 |
| | Horas de vazio normal | 5 930 364 |
| | Horas de super vazio | 2 807 335 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 2 549 626 |
| | Horas cheias | 11 483 453 |
| | Horas de vazio normal | 5 945 171 |
| | Horas de super vazio | 2 868 884 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 97 400 354 |
| | Capacitiva | 43 118 021 |

Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT} dos operadores das redes de distribuição

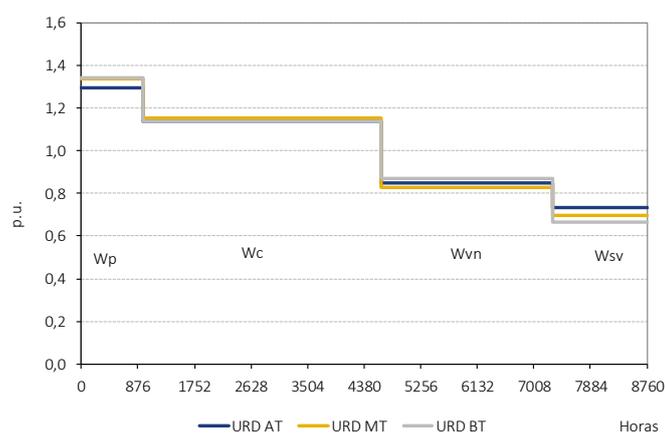
| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT | | QUANTIDADES |
|-----------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 5 536 125 |
| | Contratada | 10 754 597 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 3 426 387 |
| | Horas cheias | 8 968 031 |
| | Horas de vazio normal | 4 785 928 |
| | Horas de super vazio | 2 181 726 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 2 142 219 |
| | Horas cheias | 9 453 514 |
| | Horas de vazio normal | 4 700 130 |
| | Horas de super vazio | 2 203 120 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 399 935 127 |
| | Capacitiva | 123 232 168 |

Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT} dos operadores das redes de distribuição

| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT | | QUANTIDADES |
|-----------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 3 078 372 |
| | Contratada | 39 902 324 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 2 009 499 |
| | Horas cheias | 5 115 026 |
| | Horas de vazio normal | 2 936 167 |
| | Horas de super vazio | 1 200 217 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 1 166 357 |
| | Horas cheias | 5 193 652 |
| | Horas de vazio normal | 2 708 697 |
| | Horas de super vazio | 1 176 149 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 181 997 264 |
| | Capacitiva | 70 021 679 |

Na Figura 5-4 apresenta-se o diagrama de carga anual das tarifas de URD_{AT}, URD_{MT} e URD_{BT} retangularizados, em p.u., discriminados pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 5-4 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD

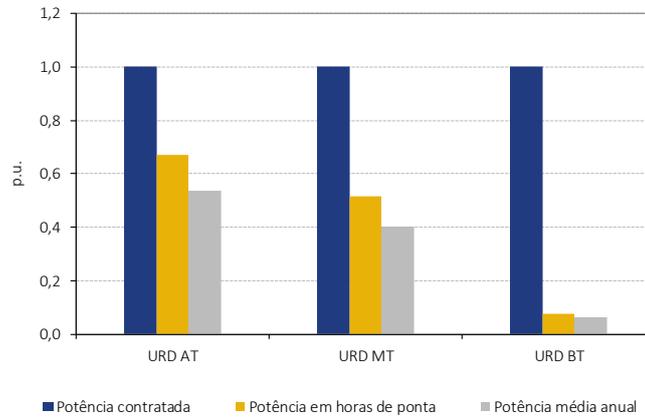


| Potência de base [MW] | URD AT | URD MT | URD BT |
|-----------------------|--------|--------|--------|
| Potência média anual | 5 292 | 4 322 | 2 455 |

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

Na Figura 5-5 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 5-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URD



| Potência de base [MW/mês] | URD AT | URD MT | URD BT |
|---------------------------|--------|--------|--------|
| Potência contratada | 9 845 | 10 755 | 39 902 |

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

6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

6.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA

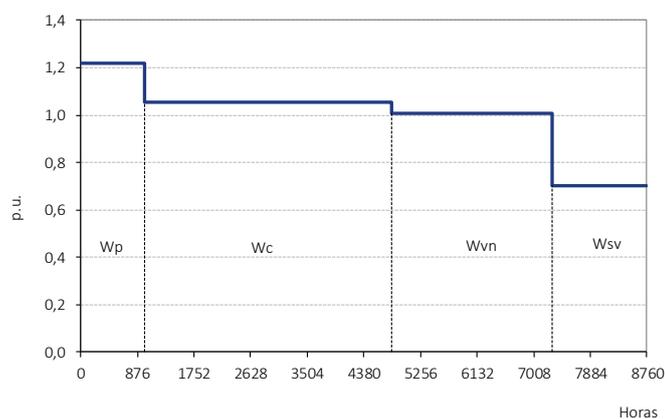
No Quadro 6-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa Transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes em MT, BTE e BTN. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de 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 do Comercializador de Último Recurso

| ENERGIA | | QUANTIDADES |
|------------------|-----------------------|-------------|
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 217 863 |
| | Horas cheias | 549 365 |
| | Horas de vazio normal | 361 074 |
| | Horas de super vazio | 143 013 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 117 727 |
| | Horas cheias | 559 760 |
| | Horas de vazio normal | 335 708 |
| | Horas de super vazio | 140 790 |

Na Figura 6-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado da Tarifa Transitória de Energia (TE), em p.u., 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 da tarifa transitória de energia



| Potência de base [MW] | Tarifa de Energia |
|-----------------------|-------------------|
| Potência média anual | 277 |

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

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.

Quadro 6-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de comercialização do Comercializador de Último Recurso

| COMERCIALIZAÇÃO EM MT | | QUANTIDADES |
|-----------------------|------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 278 |
| Energia ativa | (MWh) | 81 604 |

| COMERCIALIZAÇÃO EM BTE | | QUANTIDADES |
|------------------------|------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 564 |
| Energia ativa | (MWh) | 28 809 |

| COMERCIALIZAÇÃO EM BTN | | QUANTIDADES |
|------------------------|------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 906 645 |
| Energia ativa | (MWh) | 2 030 364 |

7 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Os valores utilizados no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN do Comercializador de Último Recurso apresentam-se nos quadros seguintes. No Quadro 7-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 7-2 ao Quadro 7-8 apresentam-se, para cada 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 2019, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2021 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Quadro 7-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso

| Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais | Energia (GWh) | % Energia | Número de clientes | % Número de clientes |
|---|---------------|---------------|--------------------|----------------------|
| MT | 82 | 3,8% | 278 | 0,0% |
| BT | 2 059 | 96,2% | 907 209 | 100,0% |
| BTE | 29 | 1,4% | 564 | 0,1% |
| BTN | 2 030 | 98,6% | 906 645 | 99,9% |
| Total | 2 141 | 100,0% | 907 487 | 100,0% |

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

Quadro 7-2 - Quantidades consideradas no 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) | 278 | |
| Potência | | (kW) | |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 3 490 | |
| | Contratada | 8 567 | |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 7 919 | |
| | Contratada | 18 766 | |
| Tarifa de curtas utilizações | Horas de ponta | 644 | |
| | Contratada | 5 767 | |
| Energia ativa | | (MWh) | |
| Tarifa de longas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 2 130 |
| | | Horas cheias | 6 372 |
| | | Horas de vazio normal | 3 349 |
| | | Horas de super vazio | 1 979 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 1 358 |
| | | Horas cheias | 6 709 |
| | | Horas de vazio normal | 3 346 |
| | | Horas de super vazio | 1 967 |
| Tarifa de médias utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 4 301 |
| | | Horas cheias | 11 640 |
| | | Horas de vazio normal | 5 194 |
| | | Horas de super vazio | 2 863 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 3 193 |
| | | Horas cheias | 13 442 |
| | | Horas de vazio normal | 6 005 |
| | | Horas de super vazio | 3 069 |
| Tarifa de curtas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 391 |
| | | Horas cheias | 1 010 |
| | | Horas de vazio normal | 557 |
| | | Horas de super vazio | 330 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 265 |
| | | Horas cheias | 1 103 |
| | | Horas de vazio normal | 634 |
| | | Horas de super vazio | 396 |
| Energia reativa | | (kvarh) | |
| | Indutiva | 2 231 920 | |
| | Capacitiva | 687 722 | |

Quadro 7-3 - Quantidades consideradas no 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) | | 564 |
| Potência | | | (kW) |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | | 1 324 |
| | Contratada | | 3 480 |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | | 2 690 |
| | Contratada | | 14 147 |
| Energia ativa | | | (MWh) |
| Tarifa de longas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 948 |
| | | Horas cheias | 2 594 |
| | | Horas de vazio normal | 1 196 |
| | | Horas de super vazio | 608 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 758 |
| | | Horas cheias | 2 522 |
| | | Horas de vazio normal | 1 093 |
| | | Horas de super vazio | 512 |
| Tarifa de médias utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 1 737 |
| | | Horas cheias | 4 637 |
| | | Horas de vazio normal | 1 761 |
| | | Horas de super vazio | 933 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 1 569 |
| | | Horas cheias | 4 854 |
| | | Horas de vazio normal | 2 004 |
| | | Horas de super vazio | 1 082 |
| Energia reativa | | | (kvarh) |
| | Indutiva | | 1 642 376 |
| | Capacitiva | | 631 888 |

Quadro 7-4 - Quantidades consideradas no 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 | 34 |
| | 34,5 | 22 |
| | 41,4 | 42 |
| Tarifa de médias utilizações | 27,6 | 1 808 |
| | 34,5 | 1 523 |
| | 41,4 | 1 914 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 907 |
| | Horas cheias | 2 743 |
| | Horas vazio | 1 499 |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 20 058 |
| | Horas cheias | 55 108 |
| | Horas vazio | 33 931 |

Quadro 7-5 - Quantidades consideradas no 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 | 27,60 | 29 |
| | 34,50 | 31 |
| | 41,40 | 30 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 147 |
| | Horas cheias | 494 |
| | Horas de vazio | 504 |

Quadro 7-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA)

| TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) | | | QUANTIDADES | |
|--|---------------------|-------|------------------|--------|
| Potência contratada | | | (nº de clientes) | |
| Tarifa simples | | 3,45 | 334 652 | |
| | | 4,60 | 49 782 | |
| | | 5,75 | 23 512 | |
| | | 6,90 | 175 930 | |
| | | 10,35 | 41 534 | |
| | | 13,80 | 16 717 | |
| | | 17,25 | 5 572 | |
| | | 20,70 | 18 825 | |
| | Tarifa bi-horária | | 1,15 | 25 |
| | | | 2,30 | 5 |
| | | | 3,45 | 15 113 |
| | | | 4,60 | 6 996 |
| | | | 5,75 | 3 944 |
| | | | 6,90 | 30 217 |
| | | | 10,35 | 8 460 |
| | | | 13,80 | 4 254 |
| | Tarifa tri-horária | | 17,25 | 1 380 |
| | | | 20,70 | 4 415 |
| | | | 1,15 | 59 |
| | | | 2,30 | 8 |
| | | | 3,45 | 1 738 |
| | | 4,60 | 605 | |
| | | 5,75 | 309 | |
| | | 6,90 | 2 396 | |
| | 10,35 | 703 | | |
| | 13,80 | 422 | | |
| | 17,25 | 170 | | |
| | 20,70 | 697 | | |
| Energia ativa | | | (MWh) | |
| Tarifa simples | | | 1 254 937 | |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | | 147 779 | |
| | Horas de vazio | | 105 529 | |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | | 4 705 | |
| | Horas de cheias | | 13 454 | |
| | Horas de vazio | | 11 403 | |

| TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA) | | | QUANTIDADES |
|--|--|------|------------------|
| Potência contratada | | | (nº de clientes) |
| Tarifa simples | | 1,15 | 101 665 |
| | | 2,30 | 12 787 |
| Energia ativa | | | (MWh) |
| Tarifa simples | | | 31 409 |

Quadro 7-7 - Quantidades consideradas no 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 | 7 434 |
| | 4,60 | 269 |
| | 5,75 | 75 |
| | 6,90 | 8 700 |
| | 10,35 | 3 594 |
| | 13,80 | 694 |
| | 17,25 | 151 |
| | 20,70 | 622 |
| Tarifa bi-horária | 3,45 | 20 |
| | 4,60 | 5 |
| | 5,75 | 1 |
| | 6,90 | 108 |
| | 10,35 | 164 |
| | 13,80 | 76 |
| | 17,25 | 25 |
| | 20,70 | 121 |
| Tarifa tri-horária | 3,45 | 19 |
| | 4,60 | 0 |
| | 5,75 | 0 |
| | 6,90 | 136 |
| | 10,35 | 136 |
| | 13,80 | 84 |
| | 17,25 | 4 |
| | 20,70 | 26 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa simples | | 12 203 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 723 |
| | Horas de vazio | 747 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 95 |
| | Horas de cheias | 236 |
| | Horas de vazio | 208 |

Quadro 7-8 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (IP)

| TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP) | | QUANTIDADES |
|---|---------------------|-------------|
| Potência | | (kW) |
| Contratada | | 81 275 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa simples | | 0 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 0 |
| | Horas de vazio | 0 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 23 568 |
| | Horas cheias | 83 173 |
| | Horas de vazio | 224 804 |

7.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA 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.

Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

Nas opções tarifárias de BTN faz-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada de toda a BTN ($\leq 20,7$ kVA).

7.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 7-1 apresentam-se os diagramas de carga de MT, em p.u., discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (MT LU), Médias Utilizações (MT MU) e Curtas Utilizações (MT CU).

Na Figura 7-2 compara-se a potência média anual com a potência contratada e a potência médias em horas de ponta, para os clientes em MT.

Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário e por opção tarifária

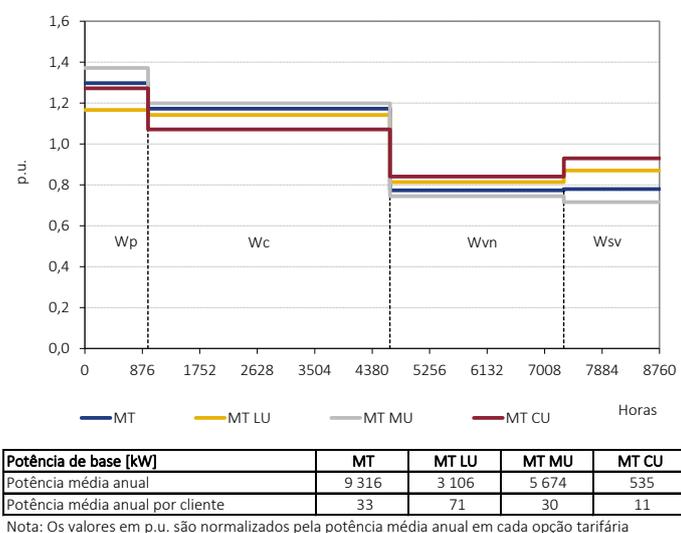
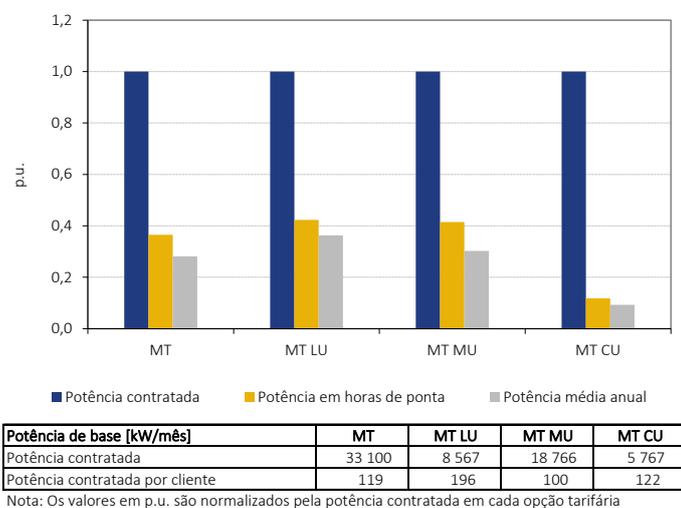


Figura 7-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT



7.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 7-3 apresentam-se os diagramas de carga de BTE, em p.u., discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (BTE LU) e Médias Utilizações (BTE MU).

Na Figura 7-4 compara-se a potência média anual com a potência contratada e a potência médias em horas de ponta, para os clientes em BTE.

Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário e por opção tarifária

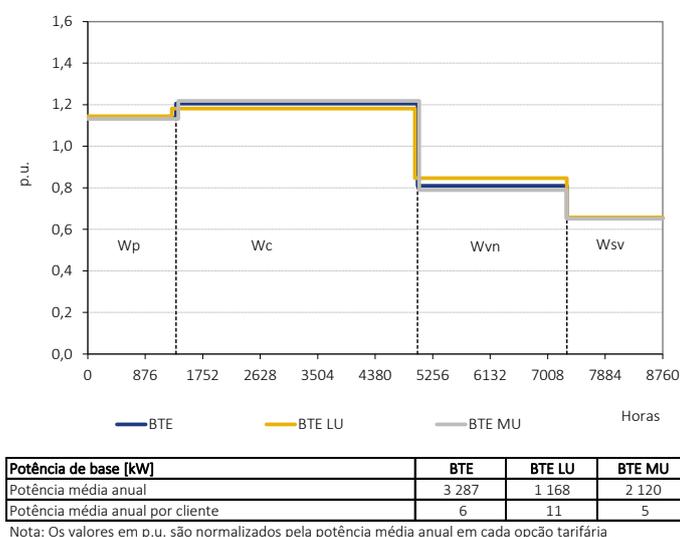
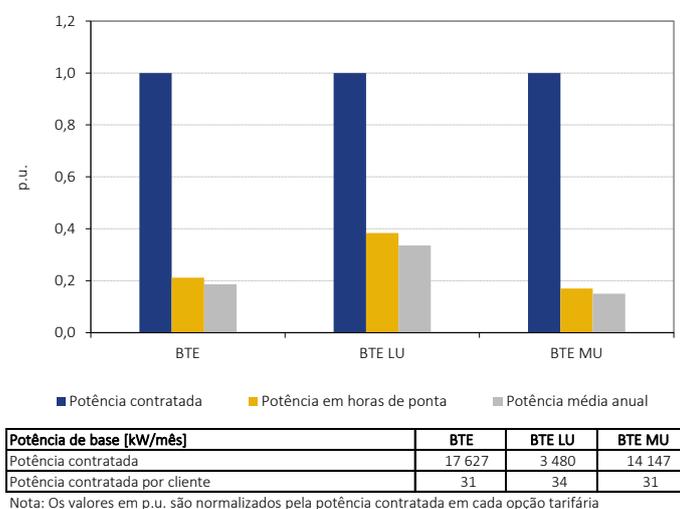


Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE

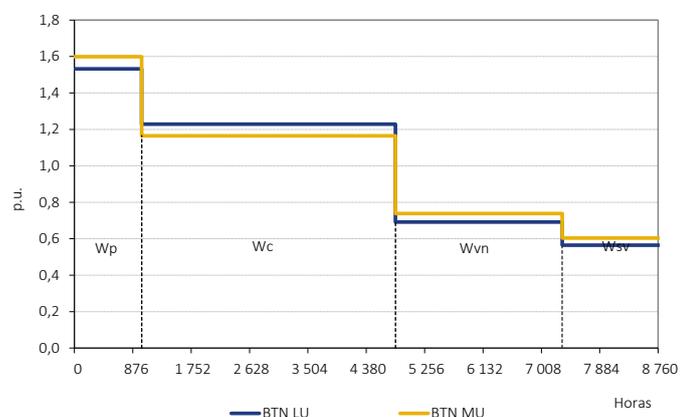


7.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 7-5 apresentam-se os diagramas de carga em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, em p.u., 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 12.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

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



| Potência de base [kW] | BTN LU | BTN MU |
|----------------------------------|--------|--------|
| Potência média anual | 586 | 12 420 |
| Potência média anual por cliente | 6 | 2 |

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

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

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

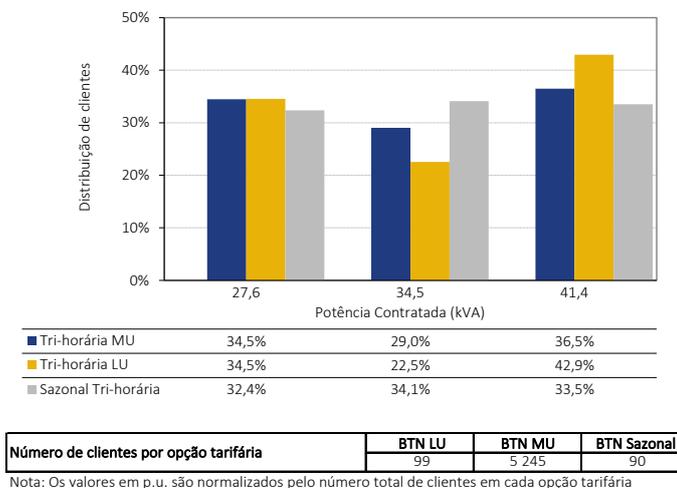
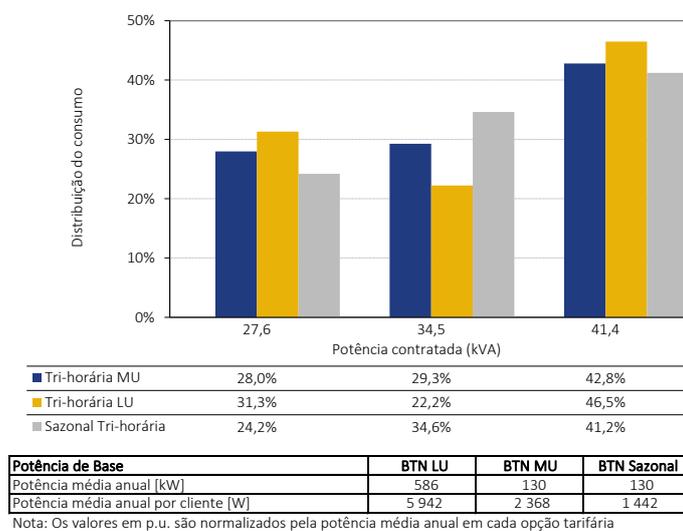
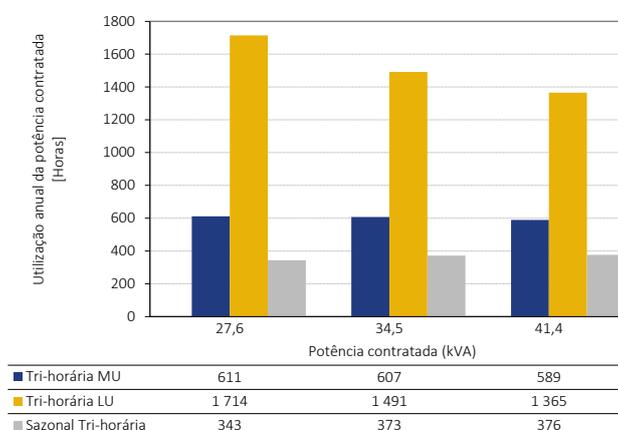


Figura 7-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Na Figura 7-8 apresenta-se a utilização da potência contratada por opção tarifária e por escalão de potência.

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



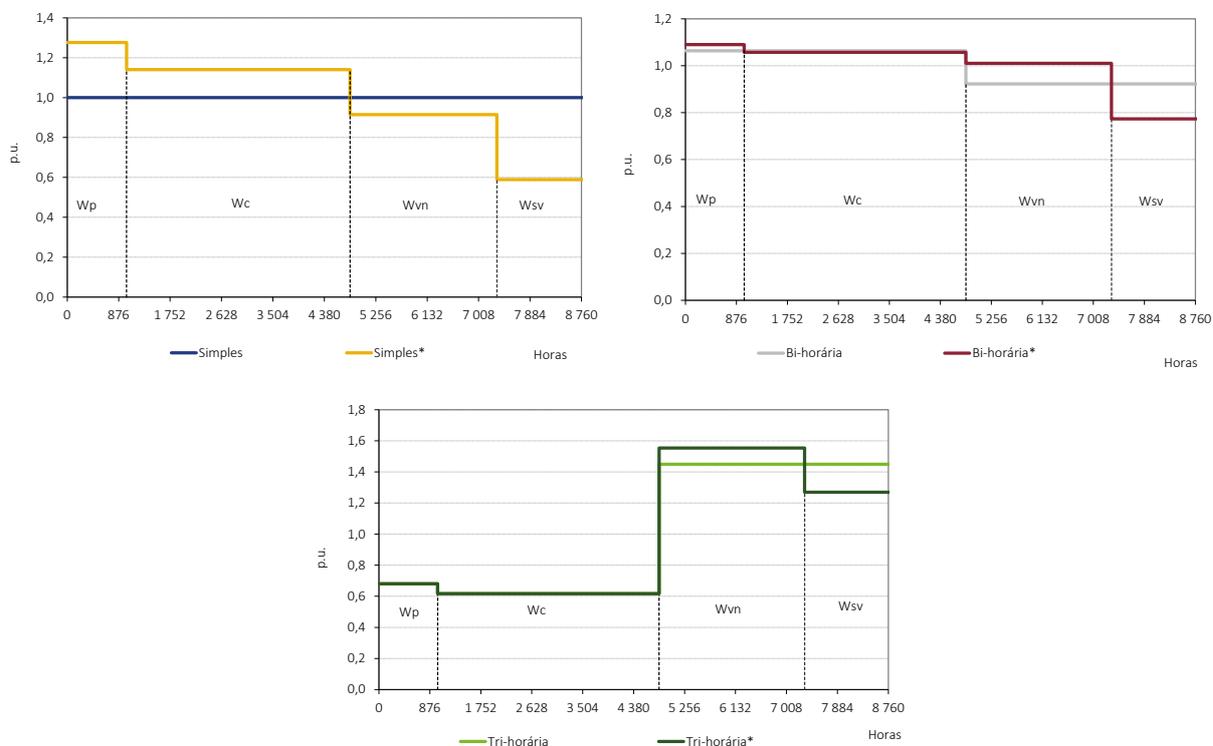
7.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 7-9 apresentam-se os diagramas de carga de BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, em p.u, discriminados por período horário 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*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária<, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

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



| Potência de base [kW] | Simples | Bi-horária | Tri-horária |
|----------------------------------|---------|------------|-------------|
| Potência média anual | 142 866 | 28 837 | 41 110 |
| Potência média anual por cliente | 0,21 | 0,39 | 1,79 |

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

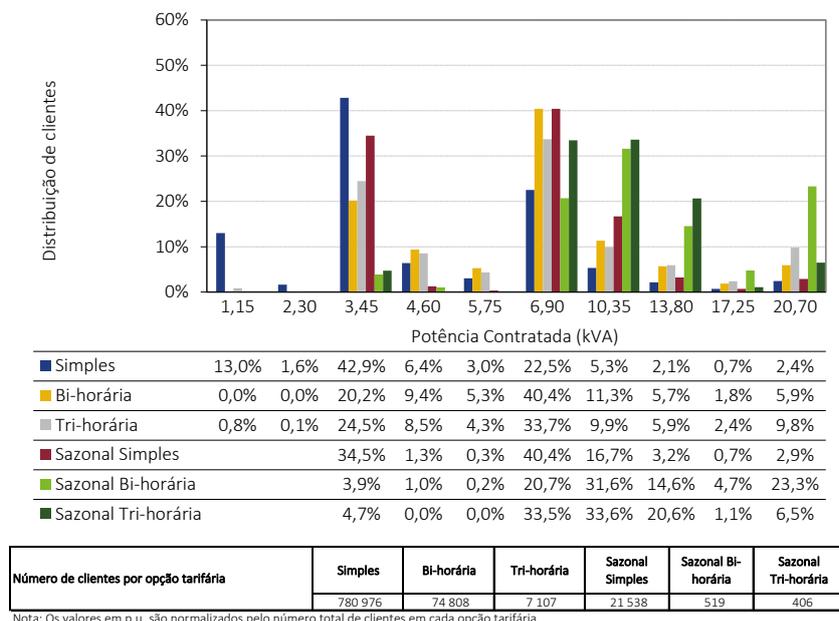
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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.

Importa destacar o facto de o 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 super-vazio.

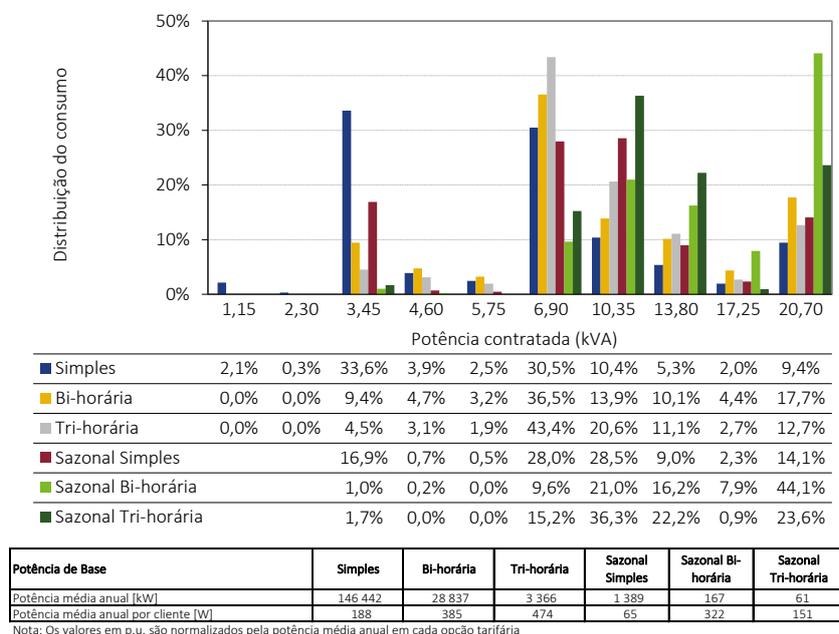
Na Figura 7-10 e na Figura 7-11 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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



*Exclui IP

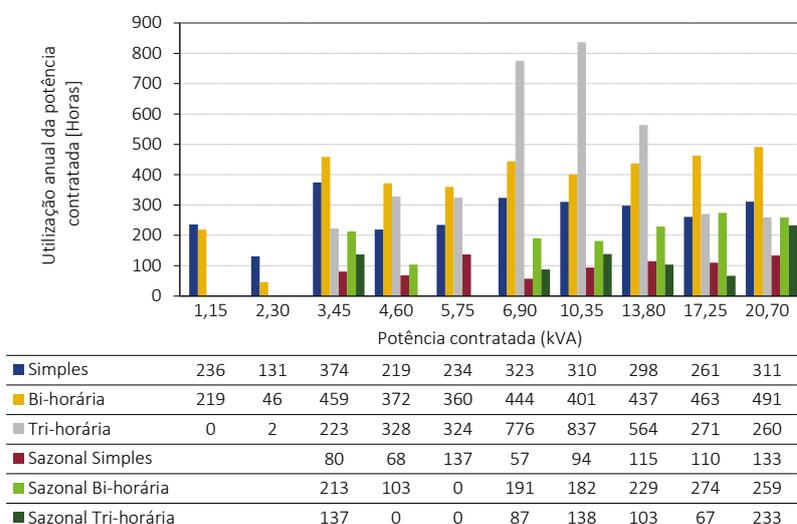
Figura 7-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

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

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



*Exclui IP

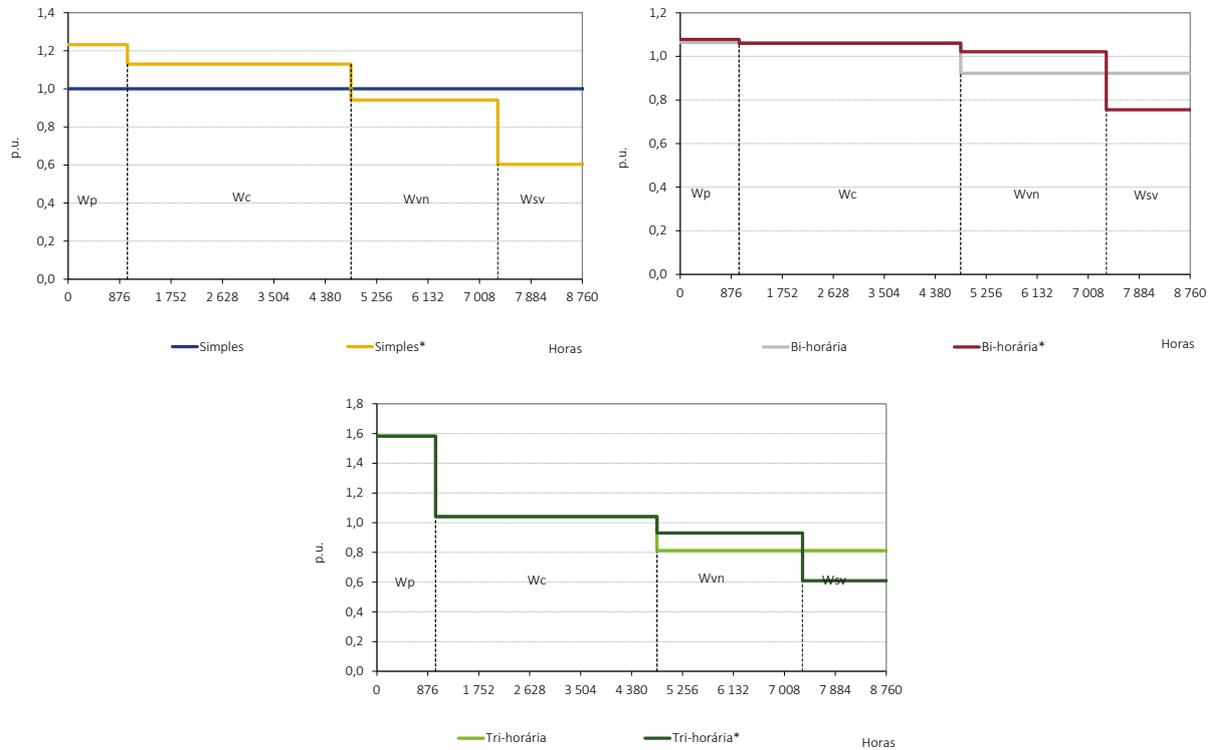
7.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 7-13 apresentam-se os diagramas de carga de BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, em p.u, discriminados por período horário 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*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária<, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 7-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



| Potência de base [kW] | Simples | Bi-horária | Tri-horária |
|----------------------------------|---------|------------|-------------|
| Potência média anual | 17 198 | 1 993 | 147 |
| Potência média anual por cliente | 0,19 | 0,27 | 0,24 |

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

Importa também destacar as diferenças existentes entre o diagrama de cargas da opção tri-horária da BTN Social face ao mesmo diagrama com a totalidade da BTN ($\leq 20,7$ kVA).

Na Figura 7-14 e na Figura 7-15 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-14 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)

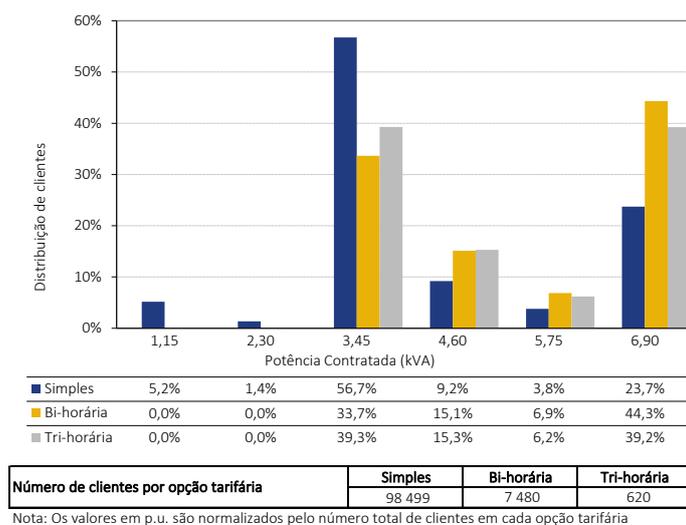
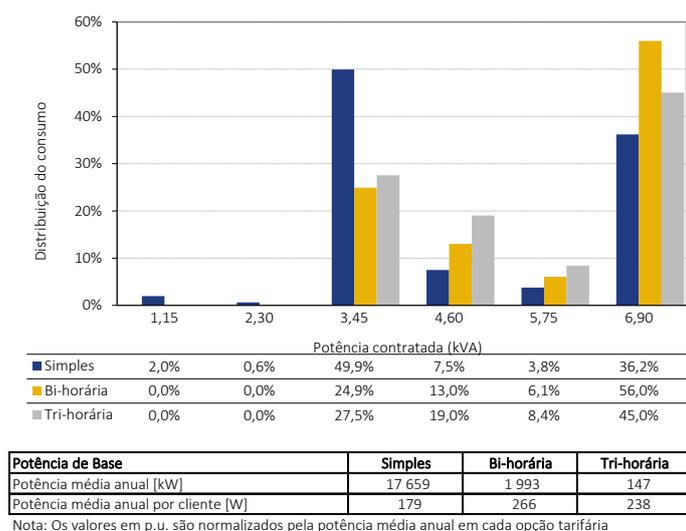
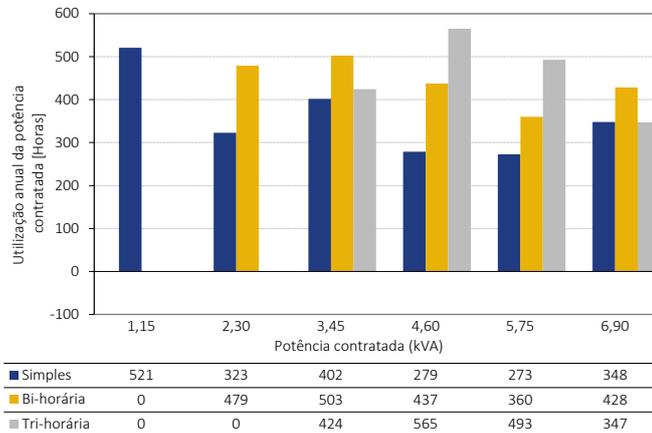


Figura 7-15 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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

Figura 7-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



8 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 8-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 8-2 ao Quadro 8-8 apresentam-se, para cada nível de tensão, as quantidades desagregadas por variável de faturação.

Estes valores são previstos tendo por base as estruturas de consumo conjuntas dos mercados livre e regulado em 2019, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2021 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do mercado liberalizado

| Clientes no Mercado Liberalizado | Energia (GWh) | % Energia | Número de clientes | % Número de clientes |
|----------------------------------|---------------|---------------|--------------------|----------------------|
| MAT | 2 436 | 5,6% | 75 | 0,0% |
| AT | 7 034 | 16,2% | 321 | 0,0% |
| MT | 14 541 | 33,5% | 24 827 | 0,5% |
| BT | 19 447 | 44,7% | 5 366 072 | 99,5% |
| BTE | 3 164 | 16,3% | 35 966 | 0,7% |
| BTN | 16 283 | 83,7% | 5 330 106 | 99,3% |
| Total | 43 458 | 100,0% | 5 391 294 | 100,0% |

8.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO MERCADO LIBERALIZADO

Quadro 8-2 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT

| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MAT | | QUANTIDADES |
|---|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 75 |
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 167 869 |
| | Contratada | 760 387 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 102 392 |
| | Horas cheias | 519 985 |
| | Horas de vazio normal | 410 734 |
| | Horas de super vazio | 236 176 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 61 484 |
| | Horas cheias | 494 774 |
| | Horas de vazio normal | 392 713 |
| | Horas de super vazio | 217 972 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 36 832 567 |
| | Capacitiva | 52 386 769 |

Quadro 8-3 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT

| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM AT | | QUANTIDADES |
|--|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 321 |
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 805 738 |
| | Contratada | 1 562 604 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 457 493 |
| | Horas cheias | 1 388 008 |
| | Horas de vazio normal | 983 629 |
| | Horas de super vazio | 567 139 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 306 295 |
| | Horas cheias | 1 637 618 |
| | Horas de vazio normal | 1 087 117 |
| | Horas de super vazio | 606 721 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 97 400 354 |
| | Capacitiva | 43 118 021 |

Quadro 8-4 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT

| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MT | | QUANTIDADES |
|--|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 24 827 |
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 2 147 714 |
| | Contratada | 5 898 128 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 1 215 547 |
| | Horas cheias | 3 389 487 |
| | Horas de vazio normal | 1 621 622 |
| | Horas de super vazio | 921 607 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 858 142 |
| | Horas cheias | 3 787 280 |
| | Horas de vazio normal | 1 779 378 |
| | Horas de super vazio | 967 906 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 397 703 207 |
| | Capacitiva | 122 544 446 |

Quadro 8-5 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE

| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTE | | QUANTIDADES |
|---|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 35 966 |
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 440 773 |
| | Contratada | 1 935 663 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 294 894 |
| | Horas cheias | 794 155 |
| | Horas de vazio normal | 324 672 |
| | Horas de super vazio | 169 261 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 255 533 |
| | Horas cheias | 809 983 |
| | Horas de vazio normal | 340 065 |
| | Horas de super vazio | 175 024 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 180 354 888 |
| | Capacitiva | 69 389 791 |

Quadro 8-6 - Quantidades consideradas no 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 | | (n.º de clientes) |
| Tarifa tri-horária | 27,60 | 21 434 |
| | 34,50 | 18 055 |
| | 41,40 | 22 750 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 341 241 |
| | Horas cheias | 943 048 |
| | Horas de vazio | 580 815 |

Quadro 8-7 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 20,7$ kVA)

| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $>2,3$ kVA) | | QUANTIDADES |
|---|---------------------|-------------------|
| Potência contratada | | (n.º de clientes) |
| Tarifa simples | 3,45 | 2 209 430 |
| | 4,60 | 323 265 |
| | 5,75 | 152 339 |
| | 6,90 | 1 192 467 |
| | 10,35 | 291 463 |
| | 13,80 | 112 452 |
| | 17,25 | 36 963 |
| Tarifa bi-horária | 20,70 | 125 601 |
| | 1,15 | 163 |
| | 2,30 | 31 |
| | 3,45 | 97 738 |
| | 4,60 | 45 217 |
| | 5,75 | 25 478 |
| | 6,90 | 195 855 |
| | 10,35 | 55 699 |
| Tarifa tri-horária | 13,80 | 27 961 |
| | 17,25 | 9 071 |
| | 20,70 | 29 299 |
| | 1,15 | 380 |
| | 2,30 | 49 |
| | 3,45 | 11 347 |
| | 4,60 | 3 910 |
| | 5,75 | 1 995 |
| | 6,90 | 16 355 |
| | 10,35 | 5 424 |
| 13,80 | 3 264 | |
| 17,25 | 1 130 | |
| 20,70 | 4 670 | |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa simples | | 11 002 121 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 1 289 392 |
| | Horas de vazio | 922 750 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 41 676 |
| | Horas cheias | 118 867 |
| | Horas de vazio | 100 814 |
| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 2,3$ kVA) | | QUANTIDADES |
| Potência | | (n.º de clientes) |
| Tarifa simples | 1,15 | 214 296 |
| | 2,3 | 26 954 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa simples | | 98 289 |

Quadro 8-8 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (IP)

| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (IP) | | QUANTIDADES |
|--|---------------------|-------------|
| Potência | | (kW) |
| Contratada | | 206 897 |
| Energia activa | | (MWh) |
| Tarifa simples | | 0 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 0 |
| | Horas de vazio | 0 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 59 996 |
| | Horas cheias | 211 728 |
| | Horas de vazio | 572 269 |

8.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA DOS CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

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

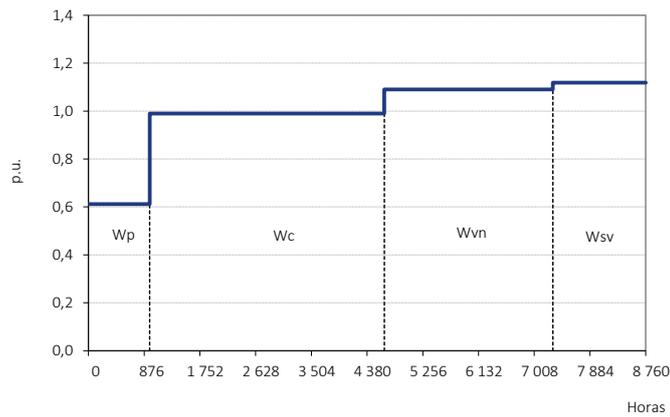
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

Nas opções tarifárias de BTN faz-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada de toda a BTN ($\leq 20,7$ kVA).

8.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

Na Figura 8-1 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes do mercado liberalizado em Muito Alta Tensão (MAT), discriminado por período tarifário. Na Figura 8-2 apresentam-se as potências médias anuais, contratada e em horas de ponta.

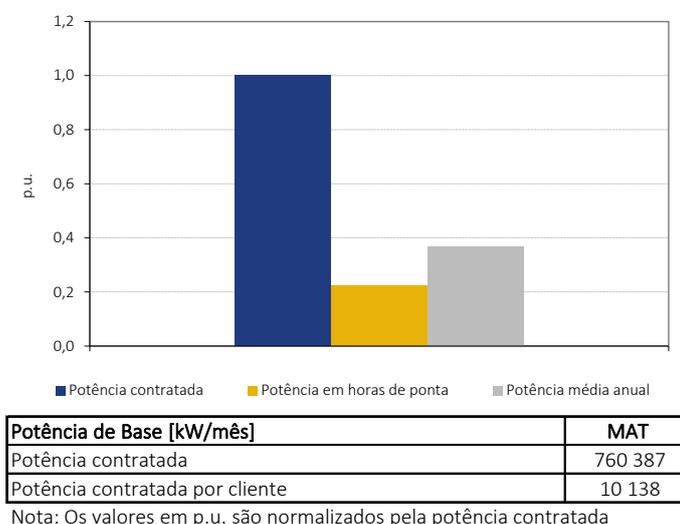
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário



| Potência de Base [kW] | MAT |
|----------------------------------|---------|
| Potência média anual | 278 108 |
| Potência média anual por cliente | 3 708 |

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

Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MAT



8.2.2 ALTA TENSÃO

Na Figura 8-3 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Alta Tensão (AT), discriminado por período tarifário. Na Figura 8-4 apresentam - se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário

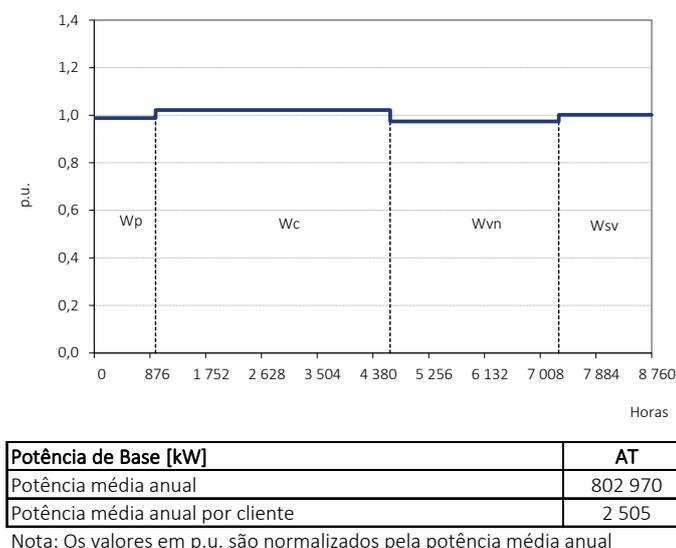
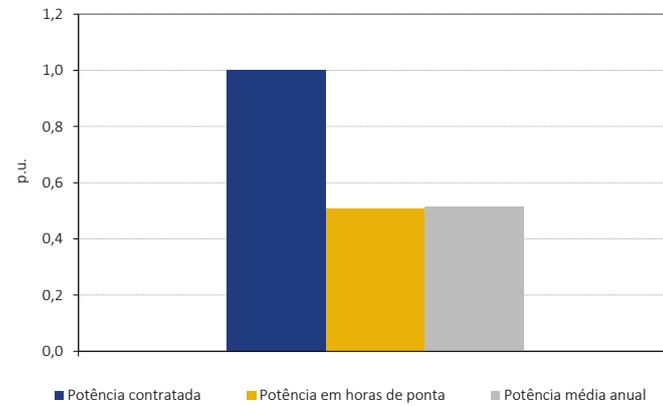


Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em AT



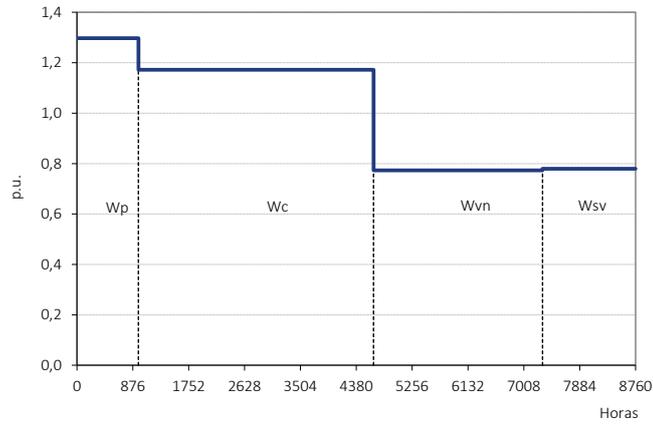
| Potência de Base [kW/mês] | AT |
|---------------------------------|-----------|
| Potência contratada | 1 562 604 |
| Potência contratada por cliente | 4 876 |

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

8.2.3 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 8-5 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Média Tensão (MT), discriminado por período tarifário. Na Figura 8-6 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

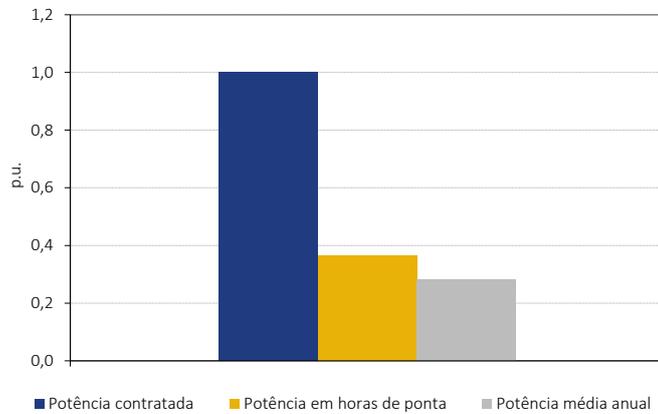
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário



| Potência de Base [kW] | MT |
|----------------------------------|-----------|
| Potência média anual | 1 659 928 |
| Potência média anual por cliente | 67 |

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

Figura 8-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MT



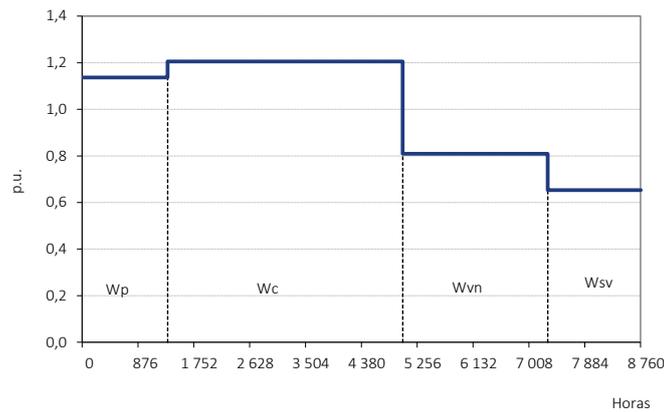
| Potência de Base [kW/mês] | MT |
|---------------------------------|-----------|
| Potência contratada | 5 898 128 |
| Potência contratada por cliente | 238 |

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

8.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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

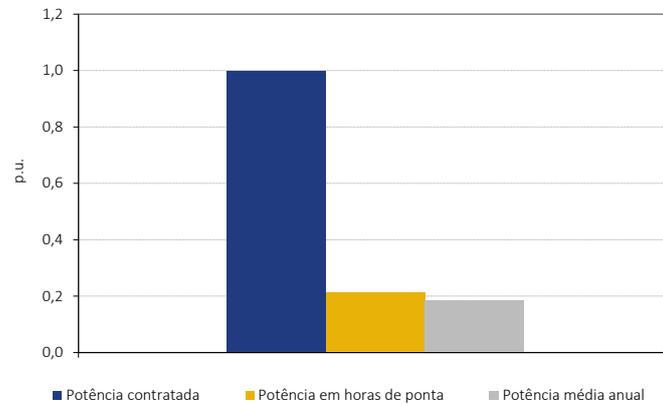
Figura 8-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário



| Potência de Base [kW] | BTE |
|----------------------------------|---------|
| Potência média anual | 360 987 |
| Potência média anual por cliente | 10 |

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

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



| Potência de Base [kW/mês] | BTE |
|---------------------------------|-----------|
| Potência contratada | 1 935 663 |
| Potência contratada por cliente | 54 |

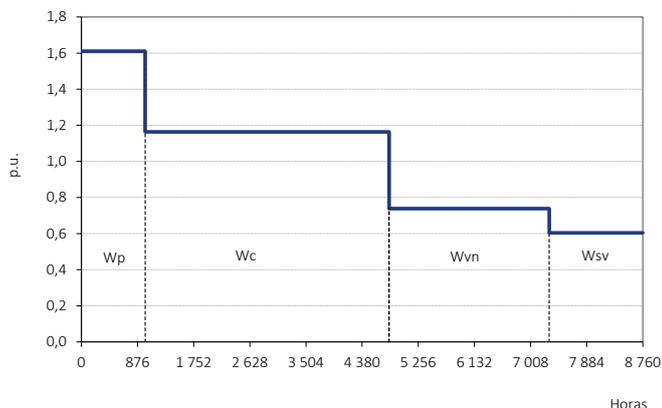
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

8.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 8-9 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, discriminado por período tarifário.

Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 12.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 8-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período tarifário

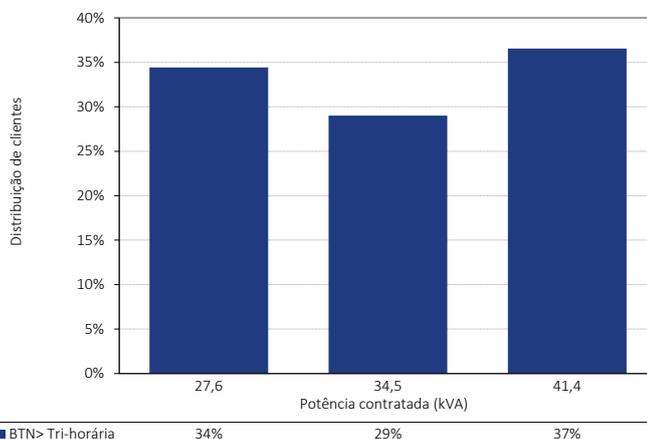


| Potência de Base [kW] | BTN > |
|----------------------------------|---------|
| Potência média anual | 212 911 |
| Potência média anual por cliente | 3,42 |

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

Na Figura 8-10 e na Figura 8-11 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

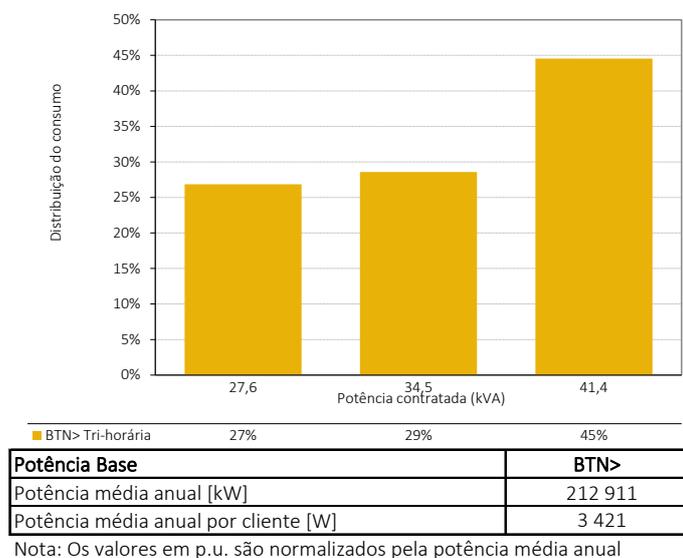
Figura 8-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)



| Número de clientes por opção tarifária | BTN> |
|--|--------|
| 34% | 62 239 |
| 29% | |
| 37% | |

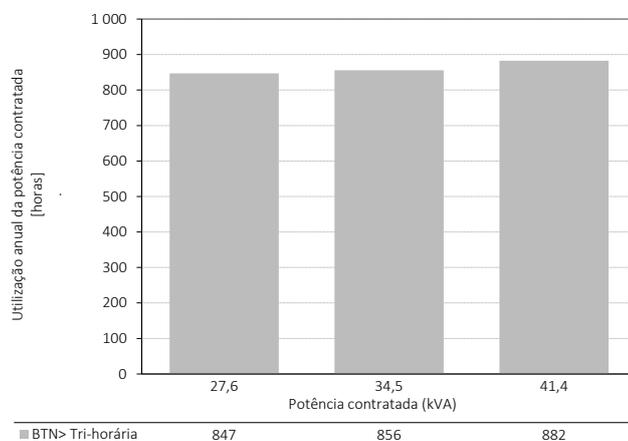
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes

Figura 8-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Na Figura 8-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência contratada.

Figura 8-12 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



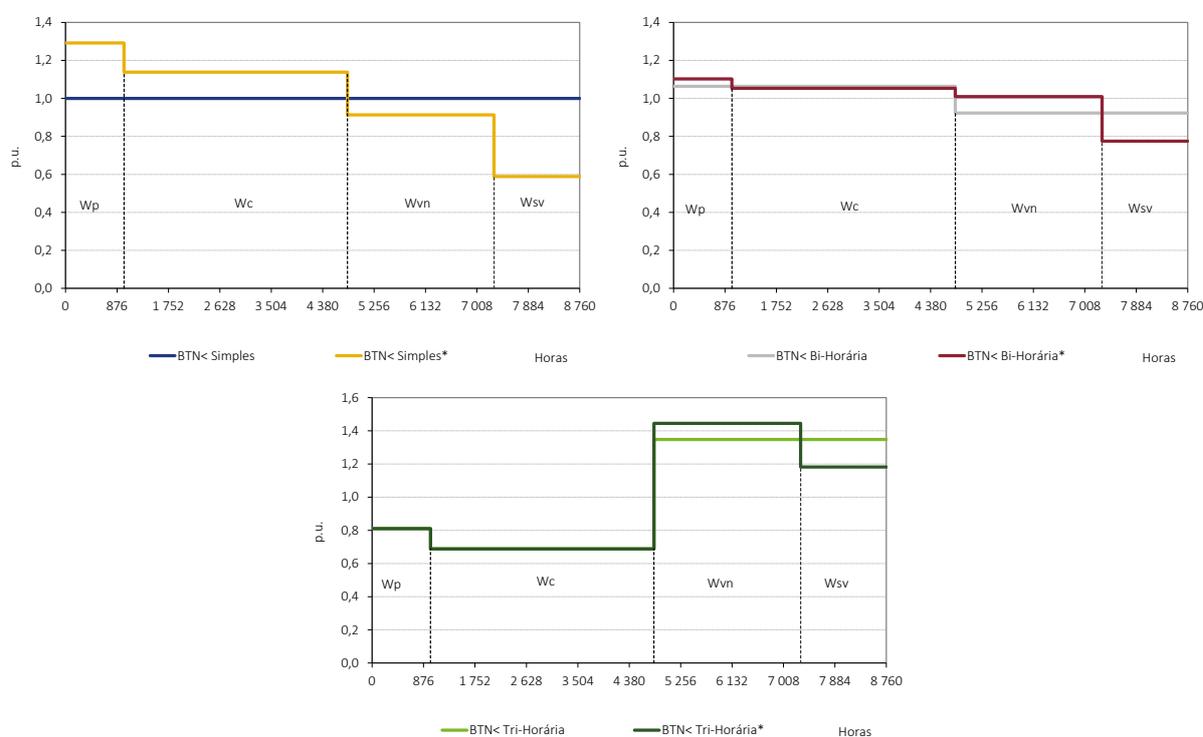
8.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 8-13 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: 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*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 8-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária



| Potência de base [kW] | BTN< Simples | BTN< Bi-Horária | BTN< Tri-Horária |
|----------------------------------|--------------|-----------------|------------------|
| Potência média anual | 1 255 950 | 252 528 | 126 181 |
| Potência média anual por cliente | 0,28 | 0,52 | 1,31 |

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

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.

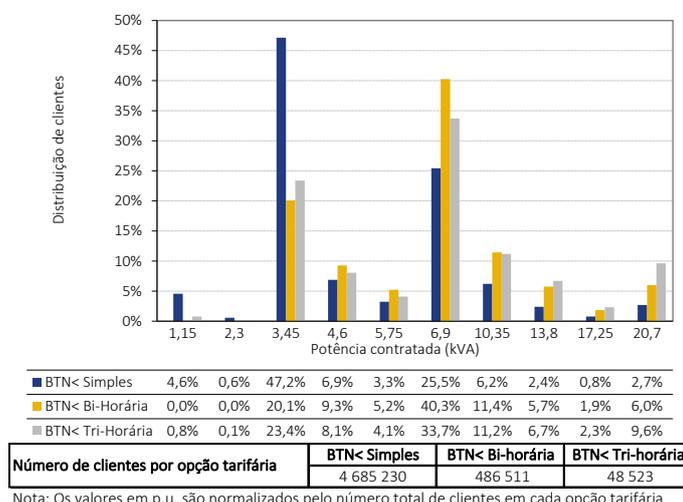
O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária.

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.

Importa destacar o facto de o 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 super vazio.

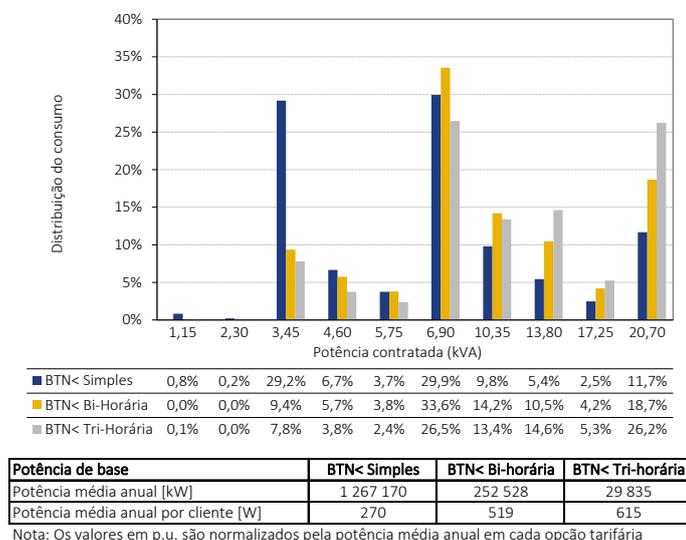
Na Figura 8-14 e na Figura 8-15 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 8-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

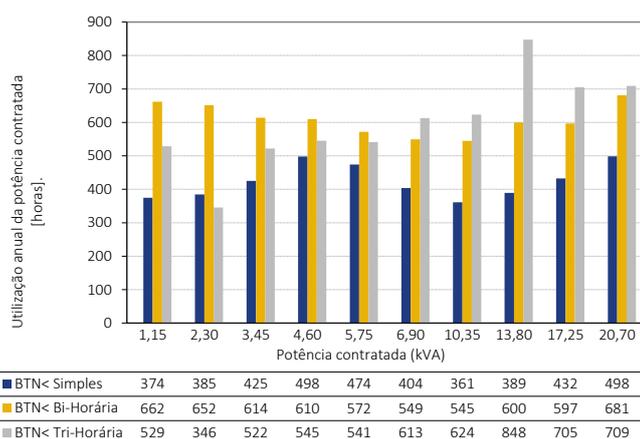
Figura 8-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

Na Figura 8-16 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 8-16 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

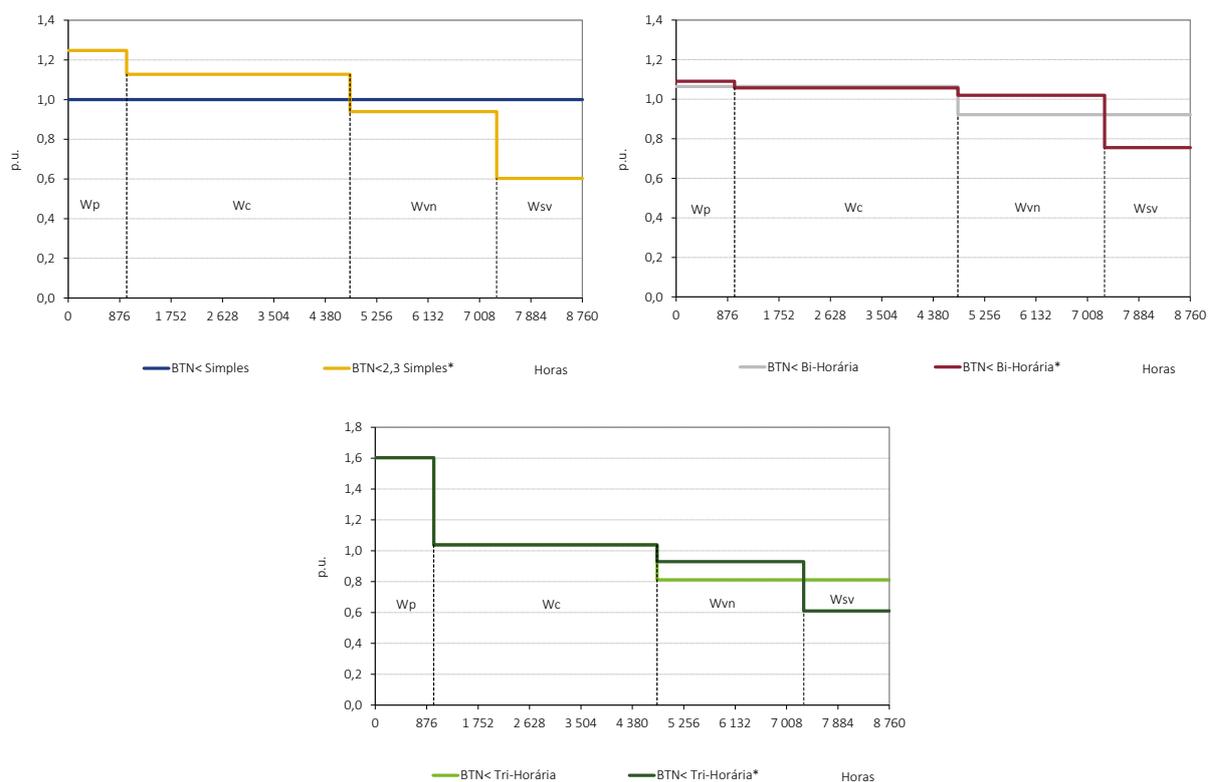
8.2.7 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 8-17 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTN Social, discriminados por período horário 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*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 8-17 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



| Potência de base [kW] | BTN< Simples | BTN< Bi-Horária | BTN< Tri-Horária |
|----------------------------------|--------------|-----------------|------------------|
| Potência média anual | 1 447 | 17 353 | 1 284 |
| Potência média anual por cliente | 0,11 | 0,36 | 0,32 |

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

Importa também destacar as diferenças existentes entre o diagrama de cargas da opção tri-horária da BTN Social face ao mesmo diagrama com a totalidade da BTN ($\leq 20,7$ kVA).

Na Figura 8-18 e na Figura 8-19 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 8-18 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)

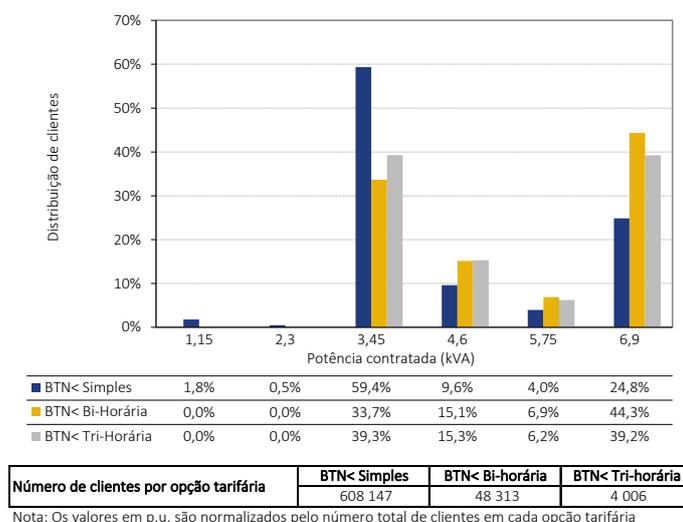
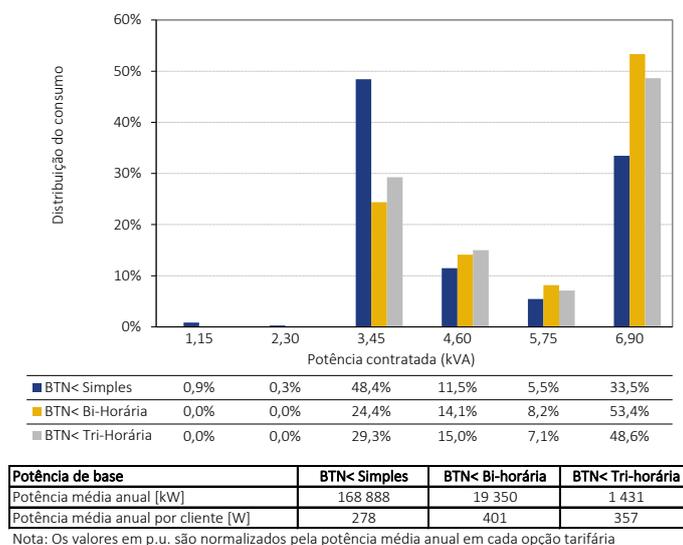
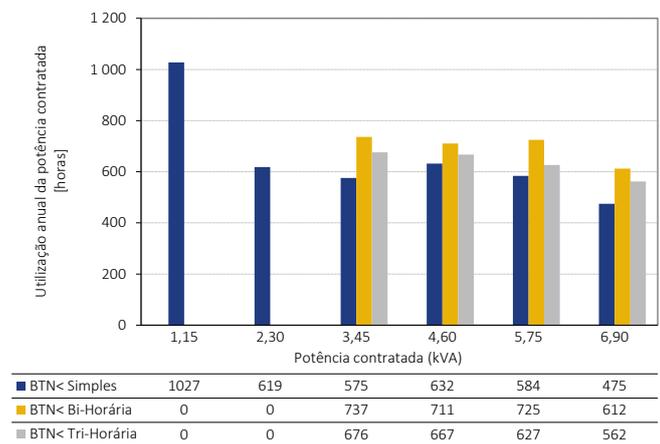


Figura 8-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Na Figura 8-20 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 8-20 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



9 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 encontram-se espelhados do Quadro 9-1 ao Quadro 9-6. No Quadro 9-1 são exibidos os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 9-2 ao Quadro 9-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.

Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas no 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 | 263 | 38,4% | 760 | 0,6% |
| BT | 421 | 61,6% | 125 418 | 99,4% |
| BTE | 56 | 13,4% | 728 | 0,6% |
| BTN | 365 | 86,6% | 124 690 | 99,4% |
| Total | 684 | 100,0% | 126 178 | 100,0% |

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

Quadro 9-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT | | QUANTIDADES |
|---|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 760 |
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 36 731 |
| | Contratada | 133 354 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 23 501 |
| | Horas cheias | 59 532 |
| | Horas de vazio normal | 25 981 |
| | Horas super vazio | 16 040 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 26 511 |
| | Horas cheias | 65 079 |
| | Horas de vazio normal | 28 618 |
| | Horas super vazio | 17 551 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 11 250 117 |
| | Capacitiva | 3 030 272 |

Quadro 9-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE | | QUANTIDADES |
|--|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 728 |
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 8 269 |
| | Contratada | 37 347 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 5 385 |
| | Horas cheias | 13 447 |
| | Horas de vazio normal | 5 254 |
| | Horas super vazio | 3 136 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 5 696 |
| | Horas cheias | 14 223 |
| | Horas de vazio normal | 5 762 |
| | Horas super vazio | 3 439 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 5 293 351 |
| | Capacitiva | 1 000 405 |

Quadro 9-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA)

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA) | | QUANTIDADES |
|--|----------------|------------------|
| Potência contratada | | (nº de clientes) |
| Tarifa tri-horária | 27,60 | 853 |
| | 34,50 | 392 |
| | 41,40 | 482 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 8 370 |
| | Horas cheias | 21 042 |
| | Horas de vazio | 12 963 |

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2021

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

Quadro 9-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA)

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $>2,3$ kVA) | | QUANTIDADES | |
|--|---------------------|-------------------|--------|
| Potência contratada | | (n.º de clientes) | |
| Tarifa simples | 3,45 | 48 780 | |
| | 4,60 | 1 328 | |
| | 5,75 | 655 | |
| | 6,90 | 28 703 | |
| | 10,35 | 4 185 | |
| | 13,80 | 1 314 | |
| | 17,25 | 1 732 | |
| | 20,70 | 1 073 | |
| Tarifa bi-horária | 1,15 | 0 | |
| | 2,30 | 0 | |
| | 3,45 | 260 | |
| | 4,60 | 36 | |
| | 5,75 | 11 | |
| | 6,90 | 745 | |
| | 10,35 | 182 | |
| | 13,80 | 142 | |
| Tarifa tri-horária | 17,25 | 128 | |
| | 20,70 | 77 | |
| | 1,15 | 0 | |
| | 2,30 | 0 | |
| | 3,45 | 8 052 | |
| | 4,60 | 1 092 | |
| | 5,75 | 554 | |
| | 6,90 | 13 377 | |
| 10,35 | 1 280 | | |
| 13,80 | 567 | | |
| 17,25 | 647 | | |
| 20,70 | 2 229 | | |
| Energia ativa | | (MWh) | |
| Tarifa simples | | 187 492 | |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 6 062 | |
| | Horas de vazio | 3 986 | |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 17 903 | |
| | Horas cheias | 45 293 | |
| | | Horas de vazio | 35 689 |
| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 2,3$ kVA) | | QUANTIDADES | |
| Potência contratada | | (n.º de clientes) | |
| Tarifa simples | 1,15 | 3 703 | |
| | 2,3 | 285 | |
| Energia ativa | | (MWh) | |
| Tarifa simples | | 1 660 | |

Quadro 9-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS da RAA EM BTN (IP) | | QUANTIDADES |
|---|---------------------|-------------|
| Potência | | (kW) |
| Contratada | | 6 912 |
| Energia activa | | (MWh) |
| Tarifa simples | | 0 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 0 |
| | Horas de vazio | 0 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 2 135 |
| | Horas cheias | 3 349 |
| | Horas de vazio | 18 883 |

9.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA 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.

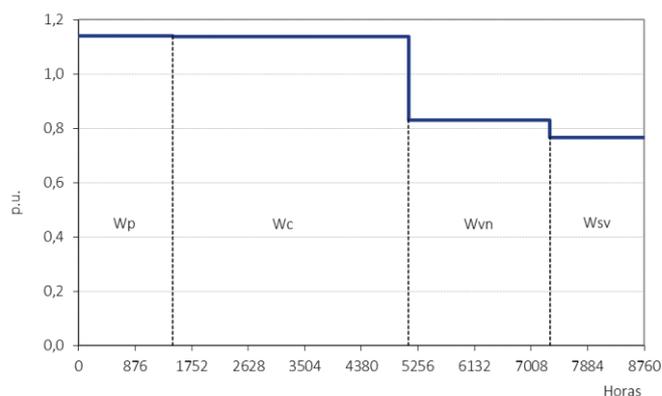
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

Nas opções tarifárias de BTN faz-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada de toda a BTN ($\leq 20,7$ kVA).

9.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 9-1 apresenta-se o diagrama de carga de MT, em p.u., discriminado por período tarifário. Na Figura 9-2 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta para os clientes fornecidos em MT.

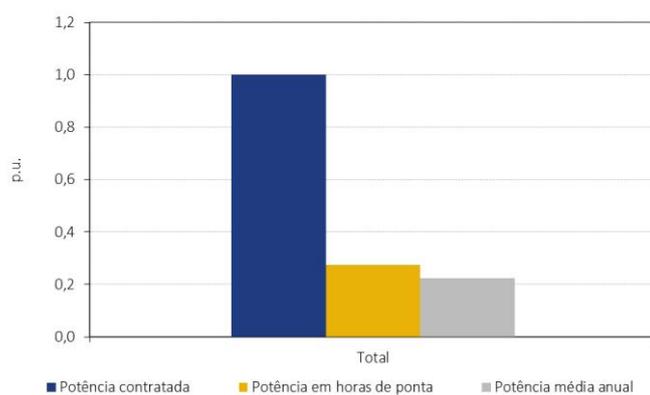
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



| Potência de base [kW] | MT |
|----------------------------------|--------|
| Potência média anual | 30 001 |
| Potência média anual por cliente | 39 |

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

Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT



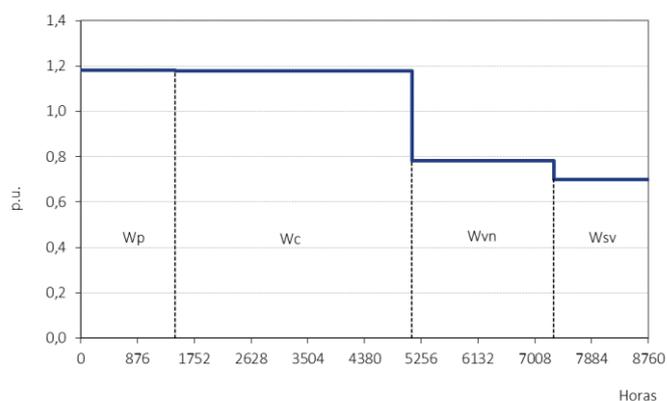
| Potência de base [kW/mês] | MT |
|---------------------------------|---------|
| Potência contratada | 133 354 |
| Potência contratada por cliente | 175 |

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

9.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 9-3 apresenta-se o diagrama de carga de BTE, em p.u., discriminado por período tarifário. Na Figura 9-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta para os clientes fornecidos em BTE.

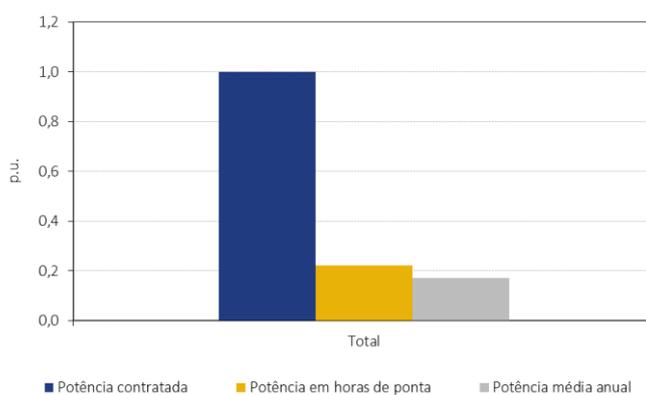
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



| Potência de base [kW] | BTE |
|----------------------------------|-------|
| Potência média anual | 6 432 |
| Potência média anual por cliente | 9 |

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

Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE



| Potência de base [kW/mês] | BTE |
|---------------------------------|--------|
| Potência contratada | 37 347 |
| Potência contratada por cliente | 51 |

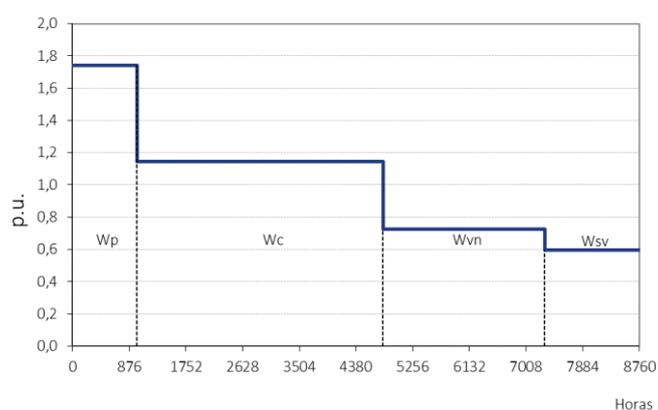
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 9-5 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, discriminado por período horário.

Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 12.1 relativamente à desagregação da energia de vazio.

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

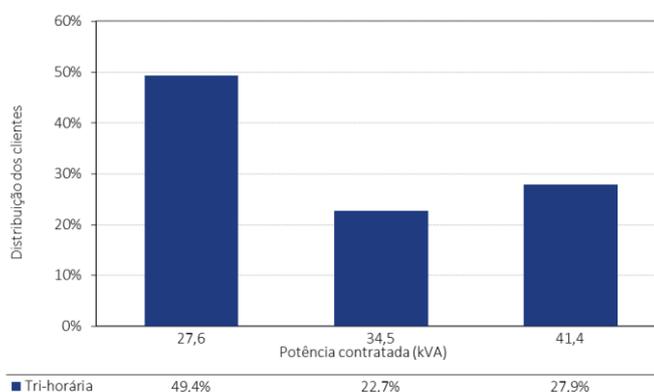


| Potência de base [kW] | BTN > Tri-horária |
|----------------------------------|-------------------|
| Potência média anual | 4 837 |
| Potência média anual por cliente | 2,80 |

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

Na Figura 9-6 e na Figura 9-7 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

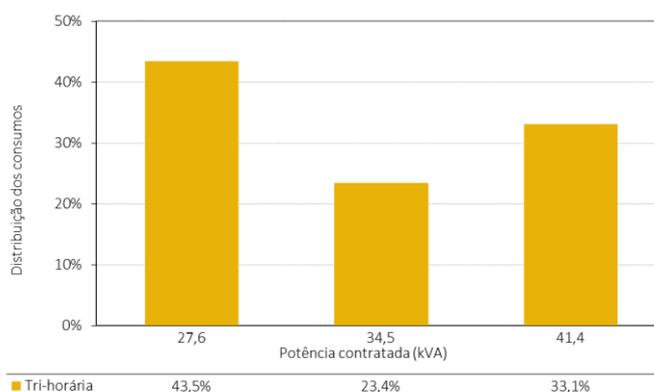
Figura 9-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



| Número de clientes por opção tarifária | BTN > Tri-horária |
|--|-------------------|
| | 1 727 |

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

Figura 9-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)

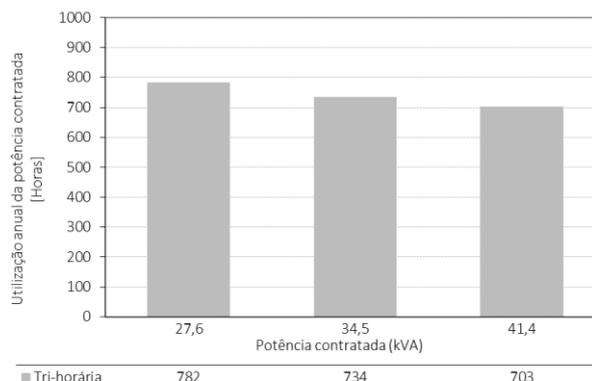


| Potência de base | BTN > Tri-horária |
|--------------------------------------|-------------------|
| Potência média anual [kW] | 4 837 |
| Potência média anual por cliente [W] | 2 801 |

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

Na Figura 9-8 apresenta-se a utilização da potência contratada, por escalão de potência contratada.

Figura 9-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



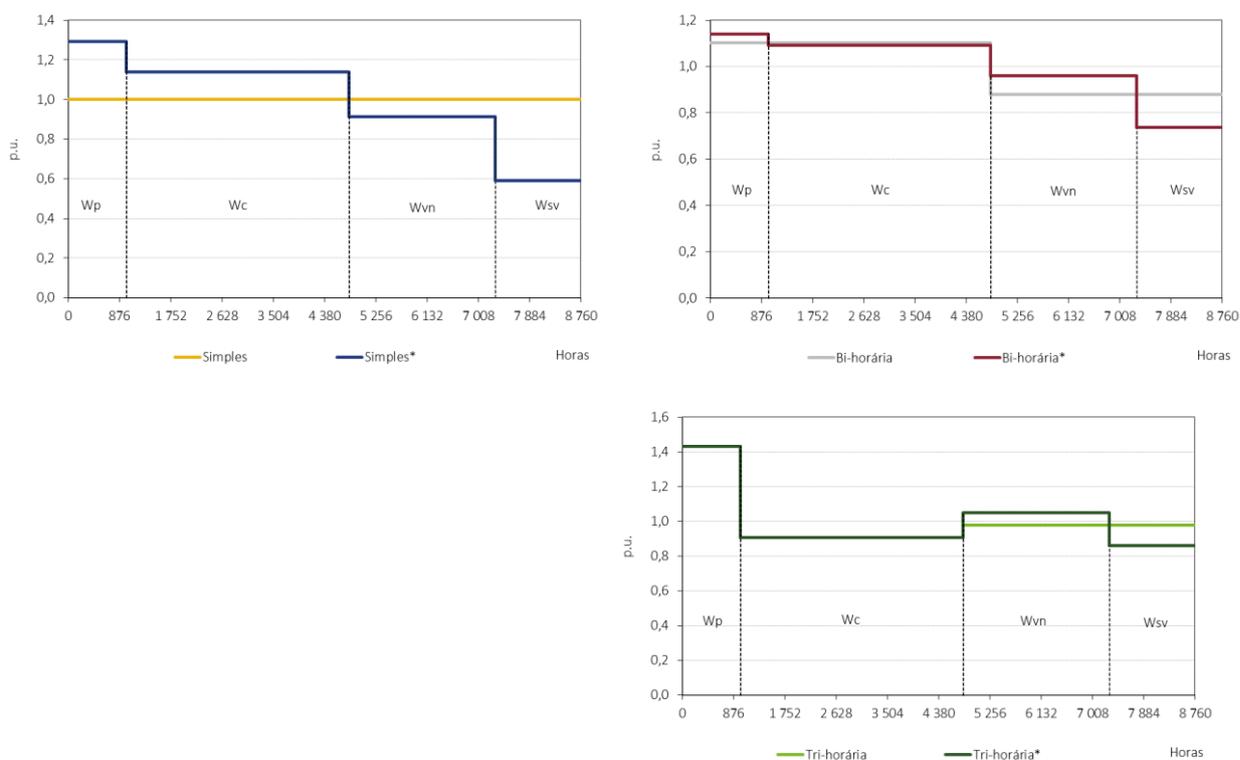
9.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 9-9 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 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*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

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



| Potência de base [kW] | BTN<Simples | BTN<Bi-horária | BTN<Tri-horária |
|----------------------------------|-------------|----------------|-----------------|
| Potência média anual | 21 403 | 1 147 | 14 070 |
| Potência média anual por cliente | 0,24 | 0,73 | 0,51 |

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

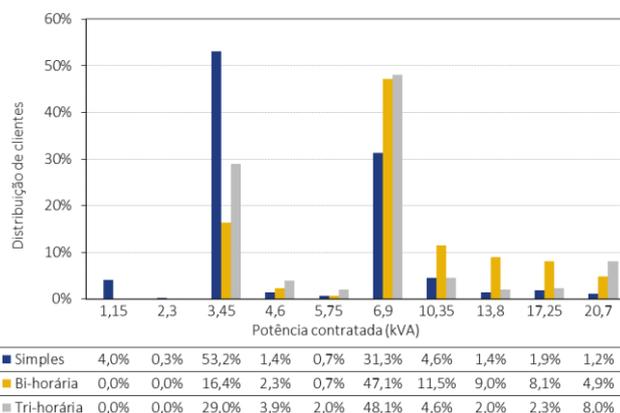
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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.

Importa destacar o facto de o 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.

Na Figura 9-10 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 9-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*

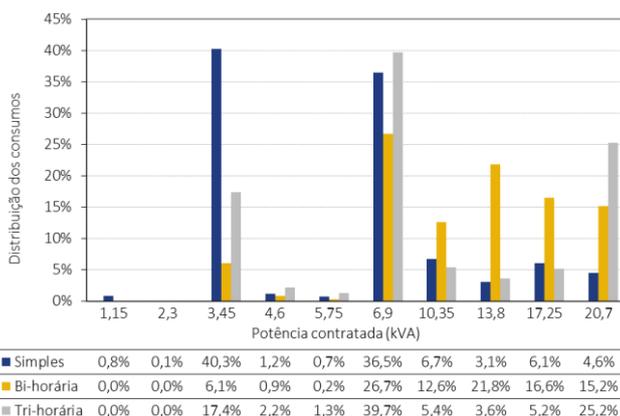


| Número de clientes por opção tarifária | BTN-Simples | BTN-Bi-horária | BTN-Tri-horária |
|--|-------------|----------------|-----------------|
| | 91 758 | 1 581 | 27 798 |

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

*Exclui IP

Figura 9-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (≤20,7 kVA)*



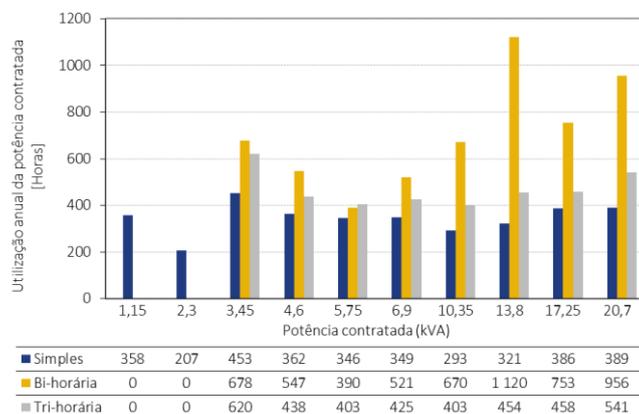
| Potência de base | BTN-Simples | BTN-Bi-horária | BTN-Tri-horária |
|--------------------------------------|-------------|----------------|-----------------|
| Potência média anual [kW] | 21 593 | 1 147 | 11 288 |
| Potência média anual por cliente [W] | 235 | 726 | 406 |

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

*Exclui IP

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

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



*Exclui IP

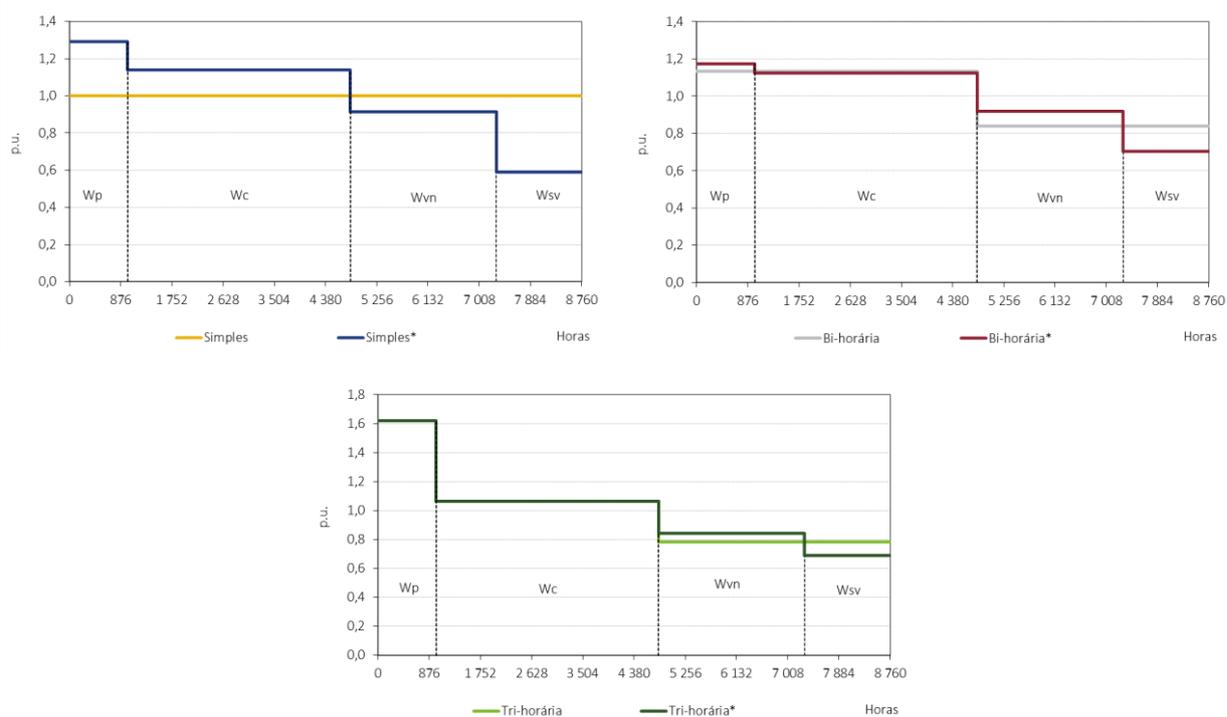
9.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 9-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN Social, discriminados por período horário 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*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



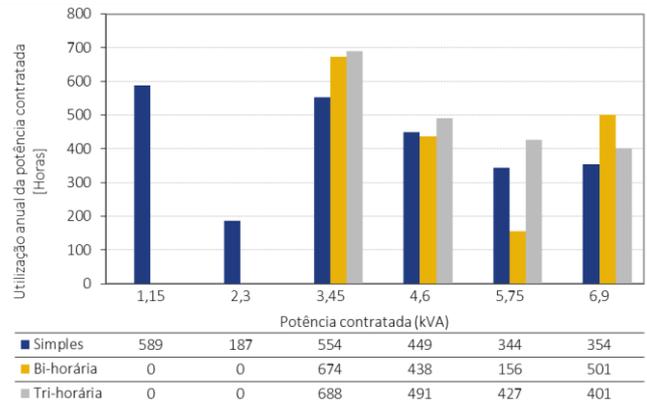
| Potência de base [kW] | BTN\leq3247 | BTN\leq30 | BTN\leq1441 |
|----------------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|
| Potência média anual | 3 247 | 30 | 1 441 |
| Potência média anual por cliente | 0,24 | 0,34 | 0,29 |

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

Importa também destacar as diferenças existentes entre o diagrama de cargas da opção tri-horária da BTN Social face ao mesmo diagrama com a totalidade da BTN ($\leq 20,7$ kVA).

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

Figura 9-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



10 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 encontram-se espelhados do Quadro 10-1 ao Quadro 10-6. No Quadro 10-1 são exibidos os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 10-2 ao Quadro 10-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira.

Quadro 10-1 - Resumo das quantidades consideradas no 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 | 218 | 27,5% | 321 | 0,2% |
| BT | 573 | 72,5% | 139 824 | 99,8% |
| BTE | 138 | 24,0% | 1 222 | 0,9% |
| BTN | 435 | 76,0% | 138 602 | 99,1% |
| Total | 790 | 100,0% | 140 144 | 100,0% |

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

Quadro 10-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT | | QUANTIDADES |
|---|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 321 |
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 27 253 |
| | Contratada | 89 789 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| | Horas de ponta | 18 055 |
| | Horas cheias | 47 198 |
| | Horas de vazio normal | 21 426 |
| | Horas de super vazio | 12 099 |
| | Horas de ponta | 21 767 |
| | Horas cheias | 56 817 |
| | Horas de vazio normal | 25 831 |
| | Horas de super vazio | 14 564 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 7 395 815 |
| | Capacitiva | 0 |

Quadro 10-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE | | QUANTIDADES |
|--|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 1 222 |
| Potência | | (kW) |
| | Horas de ponta | 18 804 |
| | Contratada | 103 310 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| | Horas de ponta | 13 086 |
| | Horas cheias | 34 276 |
| | Horas de vazio normal | 12 680 |
| | Horas de super vazio | 6 752 |
| | Horas de ponta | 14 380 |
| | Horas cheias | 35 813 |
| | Horas de vazio normal | 13 517 |
| | Horas de super vazio | 7 234 |
| Energia reativa | | (kvarh) |
| | Indutiva | 11 782 180 |
| | Capacitiva | 0 |

Quadro 10-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA)

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA) | | QUANTIDADES |
|--|----------------|------------------|
| Potência contratada | | (nº de clientes) |
| Tarifa tri-horária | 27,60 | 896 |
| | 34,50 | 679 |
| | 41,40 | 765 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 12 773 |
| | Horas cheias | 30 970 |
| | Horas de vazio | 17 216 |

Quadro 10-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA)

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) | | QUANTIDADES |
|---|---------------------|------------------|
| Potência contratada | | (nº de clientes) |
| Tarifa simples | 3,45 | 46 640 |
| | 4,60 | 1 443 |
| | 5,75 | 616 |
| | 6,90 | 63 174 |
| | 10,35 | 3 925 |
| | 13,80 | 2 111 |
| | 17,25 | 943 |
| Tarifa bi-horária | 20,70 | 3 152 |
| | 1,15 | 7 |
| | 2,30 | 10 |
| | 3,45 | 1 123 |
| | 4,60 | 109 |
| | 5,75 | 34 |
| | 6,90 | 5 454 |
| | 10,35 | 549 |
| tarifa tri-horária | 13,80 | 412 |
| | 17,25 | 163 |
| | 20,70 | 673 |
| | 1,15 | 0 |
| | 2,30 | 0 |
| | 3,45 | 97 |
| | 4,60 | 17 |
| | 5,75 | 22 |
| | 6,90 | 71 |
| 10,35 | 40 | |
| 13,80 | 40 | |
| 17,25 | 19 | |
| 20,70 | 57 | |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa simples | | 280 905 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 25 602 |
| | Horas de vazio | 13 813 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 866 |
| | Horas cheias | 1 759 |
| | Horas de vazio | 3 200 |
| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA) | | QUANTIDADES |
| Potência contratada | | (nº de clientes) |
| Tarifa simples | 1,15 | 3 492 |
| | 2,3 | 583 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa simples | | 3 849 |

Quadro 10-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS da RAM EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA) | | QUANTIDADES |
|--|---------------------|-------------|
| Potência | | (kW) |
| Contratada | | 8 351 |
| Energia activa | | (MWh) |
| Tarifa simples | | 0 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 0 |
| | Horas de vazio | 0 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 5 919 |
| | Horas cheias | 6 277 |
| | Horas de vazio | 31 852 |

10.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA 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.

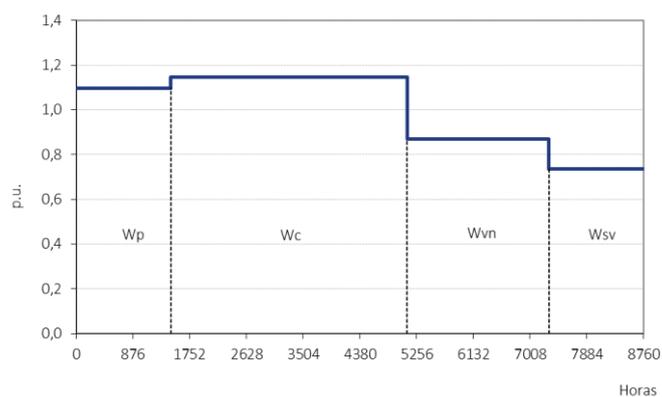
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

Nas opções tarifárias de BTN faz-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada de toda a BTN (≤20,7 kVA).

10.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 10-1 apresenta-se o diagrama de carga de MT, em p.u., discriminado por período horário. Na Figura 10-2 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta para os clientes fornecidos em MT.

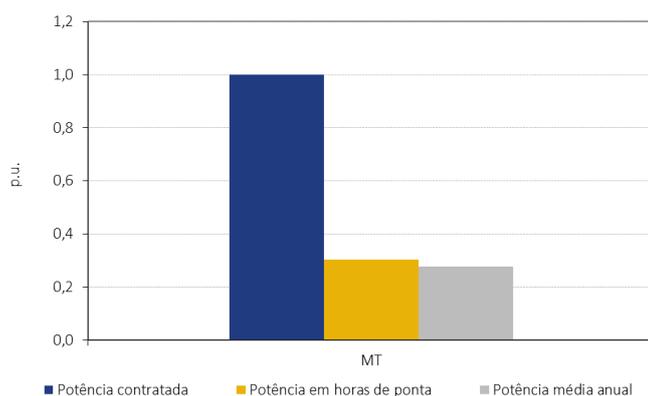
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



| Potência de base [kW] | MT |
|----------------------------------|--------|
| Potência média anual | 24 858 |
| Potência média anual por cliente | 78 |

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

Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT



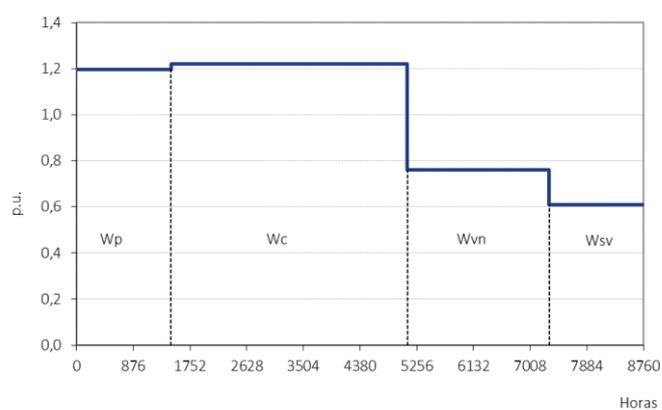
| Potência de base [kW/mês] | MT |
|---------------------------------|--------|
| Potência contratada | 89 789 |
| Potência contratada por cliente | 280 |

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

10.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 10-3 apresenta-se o diagrama de carga de BTE, em p.u., discriminado por período horário. Na Figura 10-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta para os clientes fornecidos em BTE.

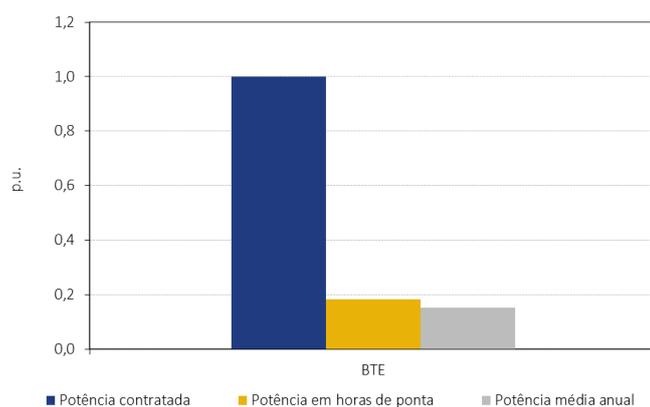
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



| Potência de base [kW] | BTE |
|----------------------------------|--------|
| Potência média anual | 15 724 |
| Potência média anual por cliente | 13 |

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

Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE



| Potência de base [kW/mês] | BTE |
|---------------------------------|---------|
| Potência contratada | 103 310 |
| Potência contratada por cliente | 85 |

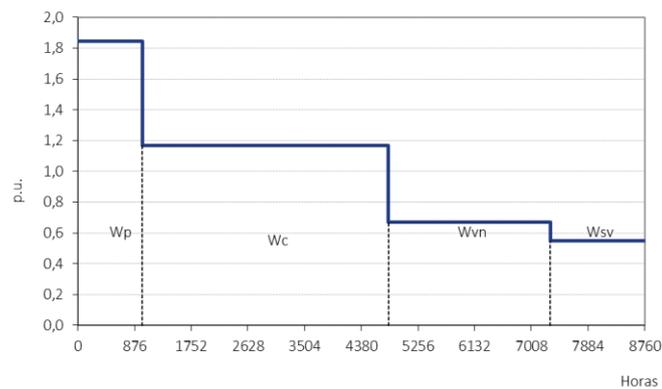
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

10.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 10-5 apresenta-se o diagrama de carga em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, em p.u., discriminado por período horário.

Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 12.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário

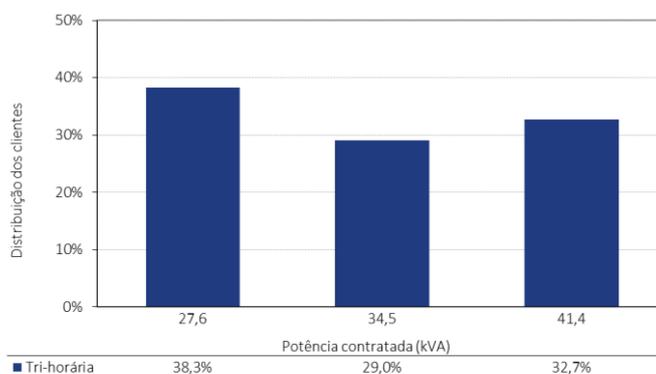


| Potência de base [kW] | BTN> |
|----------------------------------|-------|
| Potência média anual | 6 959 |
| Potência média anual por cliente | 2,97 |

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

Na Figura 10-6 e na Figura 10-7 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

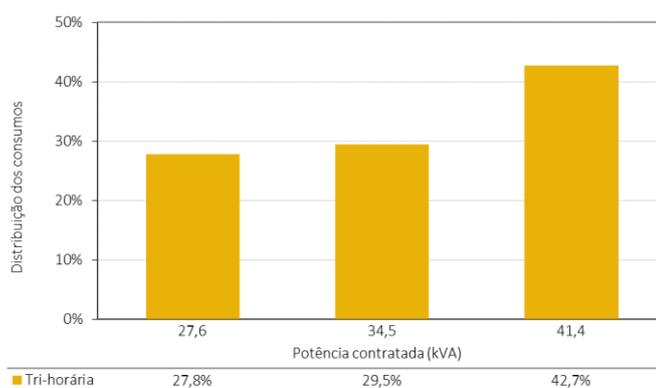
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)



| Número de clientes por opção tarifária | BTN> |
|--|-------|
| | 2 339 |

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

Figura 10-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)

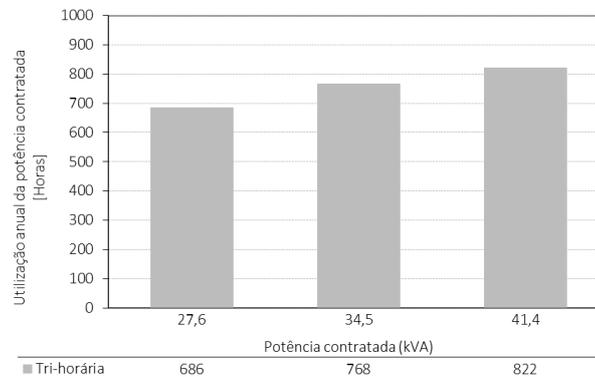


| Potência de base | BTN> |
|--------------------------------------|-------|
| Potência média anual [kW] | 6 959 |
| Potência média anual por cliente [W] | 2 975 |

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

Na Figura 10-8 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência contratada.

Figura 10-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (> 20,7 kVA)



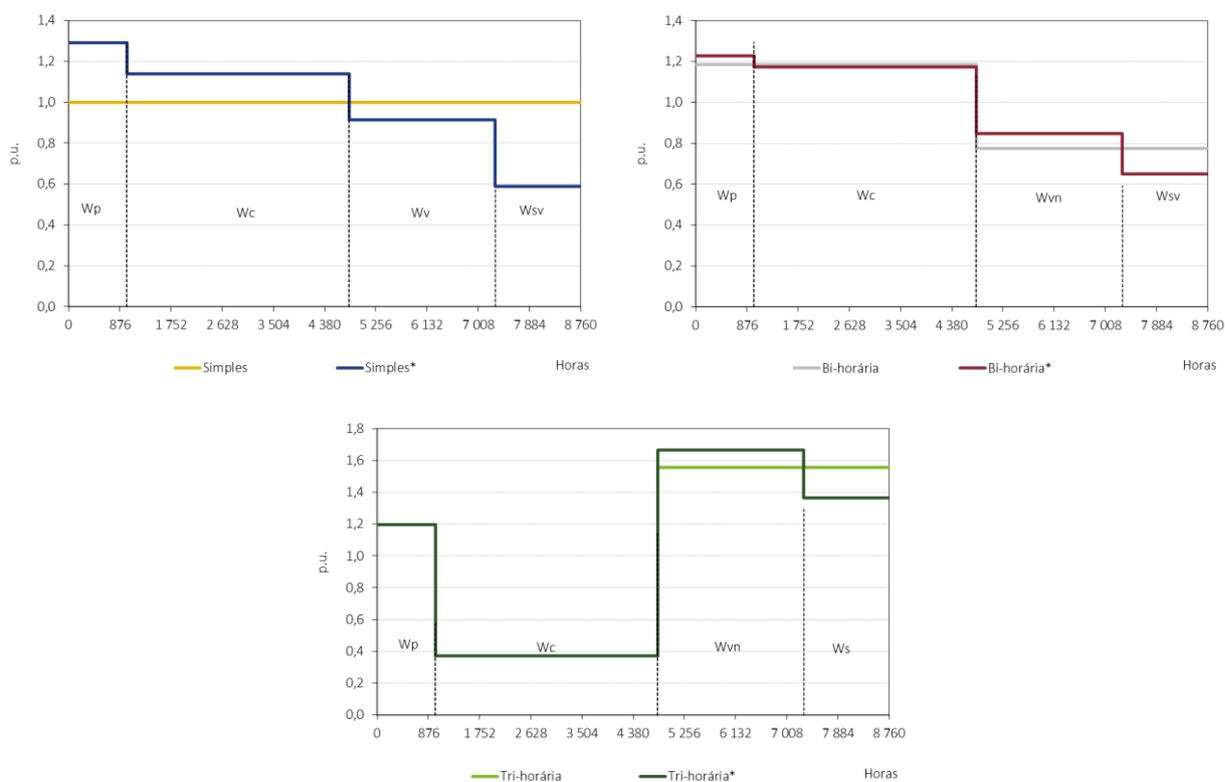
10.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 10-9 apresentam-se os diagramas de carga em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, em p.u., discriminados por período horário 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*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 11 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 10-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária



| Potência de base [kW] | BTN-Simples | BTN-Bi-horária | BTN-Tri-horária |
|----------------------------------|-------------|----------------|-----------------|
| Potência média anual | 32 067 | 4 499 | 5 693 |
| Potência média anual por cliente | 0,26 | 0,53 | 3,45 |

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

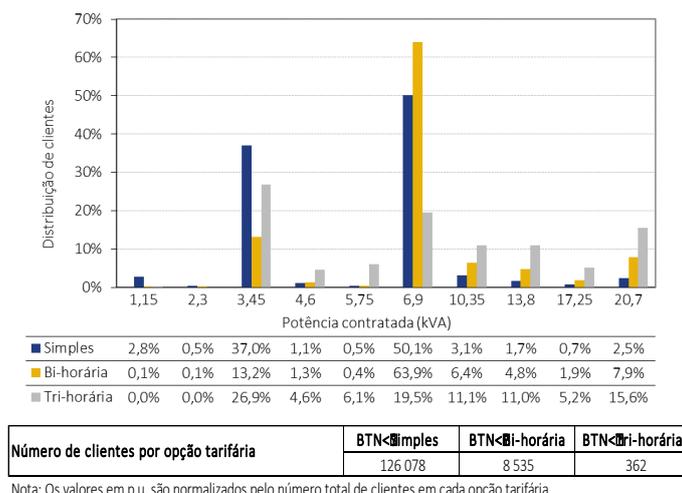
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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.

Importa destacar o facto de o 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 super vazio.

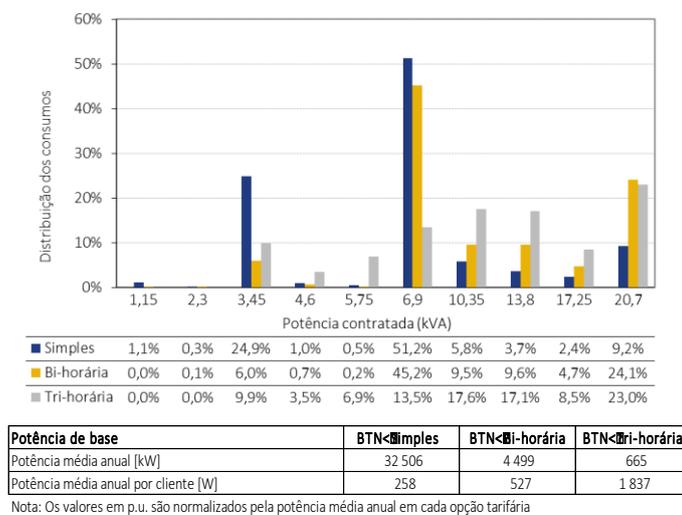
Na Figura 10-10 e na Figura 10-11 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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



*Exclui IP

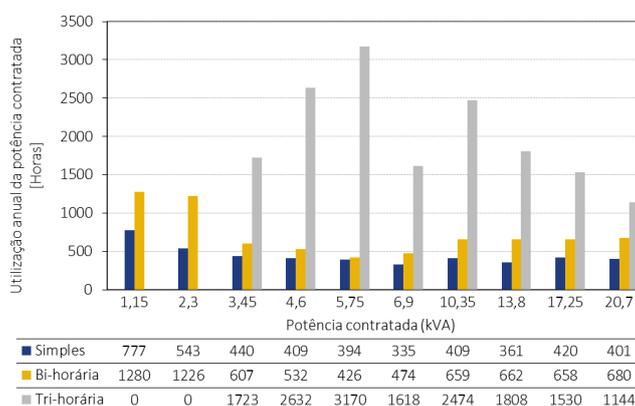
Figura 10-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (≤20,7 kVA)*



*Exclui IP

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

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



*Exclui IP

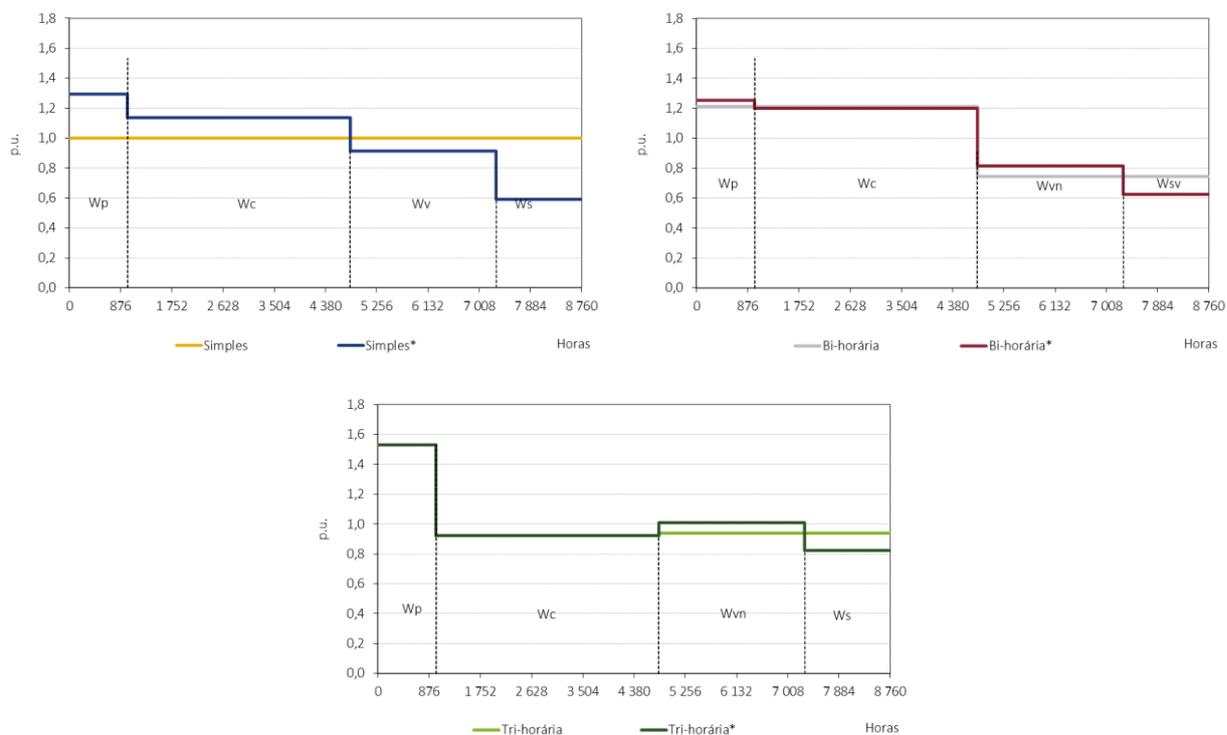
10.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 10-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN Social, discriminados por período horário 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*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 10-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



| Potência de base [kW] | BTN<Simples | BTN<Bi-horária | BTN<Tri-horária |
|----------------------------------|-------------|----------------|-----------------|
| Potência média anual | 5 016 | 382 | 1 |
| Potência média anual por cliente | 0,24 | 0,33 | 0,44 |

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

Importa também destacar as diferenças existentes entre o diagrama de cargas da opção tri-horária da BTN Social face ao mesmo diagrama com a totalidade da BTN ($\leq 20,7$ kVA).

Na Figura 10-14 e na Figura 10-15 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 10-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)

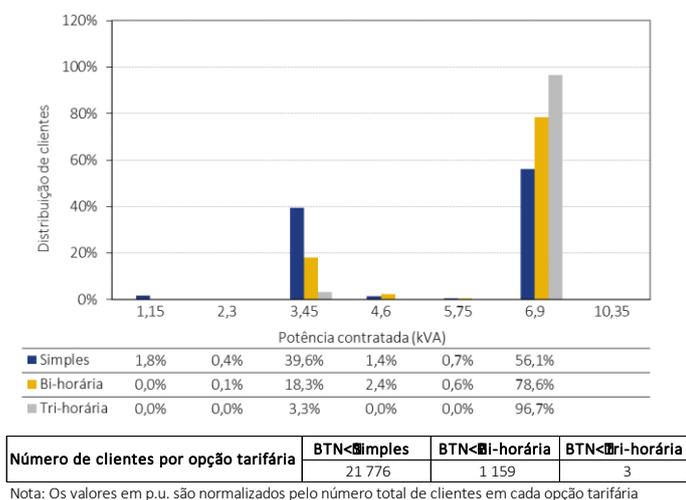
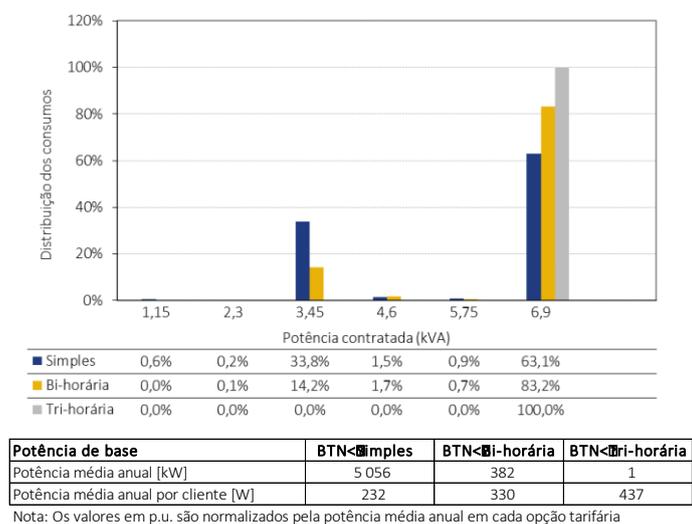
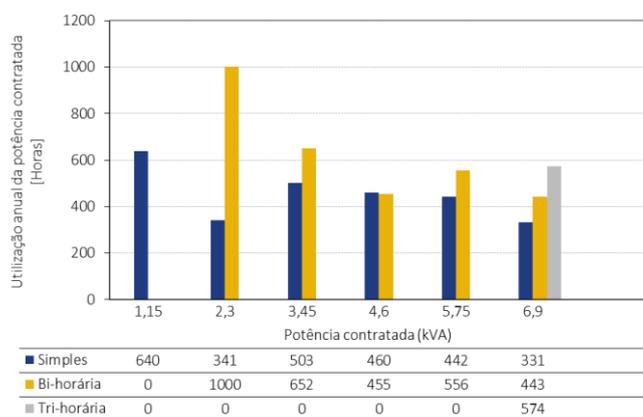


Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Na Figura 10-16 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 10-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



11 PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo⁸, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem aumentado significativamente, ascendendo no terceiro trimestre de 2020 a cerca de 765 mil clientes em Portugal Continental e a cerca de 42 mil clientes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Recentemente, o Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, veio concretizar o alargamento da tarifa social a mais situações de insuficiência social e económica, designadamente a todas as situações de desemprego e a todos os regimes associados à pensão social de invalidez, entrando em vigor a 27 de novembro de 2020.

Tendo por base a informação da Segurança Social em outubro de 2020 o número de beneficiários de prestações de desemprego correspondia a 223 167⁹. Adicionalmente, o número de beneficiários da pensão de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão correspondia a cerca de 19 000. Os valores indicados são um majorante pois para beneficiarem da tarifa social os consumidores têm que cumprir outras condições contratuais, nomeadamente ter uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA. Poderá também dar-se o caso de já serem beneficiários de tarifa social, por serem beneficiários das prestações sociais/rendimentos previstos no anterior diploma de tarifa social.

Neste novo contexto a ERSE prevê um incremento de cerca de 125 000 clientes com tarifa social face ao ano de 2020, sendo esta estimativa um valor prudente face aos valores acima indicados.

⁸ Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a € 5 808, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, até um máximo de 10.

⁹ De acordo com os dados publicados pela Segurança Social, IP, disponíveis em <http://www.seg-social.pt/estatisticas> (consulta realizada em 04/12/2020).

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes de distribuição aplicáveis pelos operadores das redes 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 11-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – Continente

| TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES | | QUANTIDADES |
|----------------------------------|---------------------|----------------|
| Potência contratada | | (n.º clientes) |
| Tarifa simples ≤2,3kVA | 1,15 | 18 304 |
| | 2,3 | 4 807 |
| Tarifa simples | 3,45 | 481 138 |
| | 4,6 | 77 986 |
| | 5,75 | 32 080 |
| | 6,9 | 201 344 |
| | | |
| Tarifa bi-horária | 1,15 | 2 |
| | 2,3 | 3 |
| | 3,45 | 21 674 |
| | 4,6 | 9 751 |
| | 5,75 | 4 425 |
| | 6,9 | 28 545 |
| Tarifa tri-horária | 1,15 | 0 |
| | 2,3 | 0 |
| | 3,45 | 2 097 |
| | 4,6 | 817 |
| | 5,75 | 330 |
| | 6,9 | 2 095 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa simples ≤2,3kVA | | 19 305 |
| Tarifa simples | | 1 688 386 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 114 135 |
| | Horas de vazio | 81 536 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 2 635 |
| | Horas cheias | 6 531 |
| | Horas de vazio | 5 307 |

Quadro 11-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAA

| TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES | | QUANTIDADES |
|----------------------------------|---------------------|----------------|
| Potência contratada | | (n.º clientes) |
| Tarifa simples ≤2,3kVA | 1,15 | 479 |
| | 2,3 | 37 |
| Tarifa simples | 3,45 | 10 830 |
| | 4,6 | 347 |
| | 5,75 | 122 |
| | 6,9 | 4 572 |
| | | |
| Tarifa bi-horária | 1,15 | 0 |
| | 2,3 | 0 |
| | 3,45 | 30 |
| | 4,6 | 8 |
| | 5,75 | 1 |
| | 6,9 | 63 |
| Tarifa tri-horária | 1,15 | 0 |
| | 2,3 | 0 |
| | 3,45 | 2 643 |
| | 4,6 | 411 |
| | 5,75 | 149 |
| | 6,9 | 2 529 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa simples ≤2,3kVA | | 340 |
| Tarifa simples | | 32 829 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 190 |
| | Horas de vazio | 116 |
| tarifa tri-horária | Horas de ponta | 2 681 |
| | Horas cheias | 6 730 |
| | Horas de vazio | 5 162 |

Quadro 11-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAM

| TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES | | QUANTIDADES |
|----------------------------------|---------------------|----------------|
| Potência contratada | | (n.º clientes) |
| Tarifa simples ≤2,3kVA | 1,15 | 443 |
| | 2,3 | 102 |
| Tarifa simples | 3,45 | 9 955 |
| | 4,6 | 361 |
| | 5,75 | 173 |
| | 6,9 | 14 101 |
| | | |
| Tarifa bi-horária | 1,15 | 0 |
| | 2,3 | 2 |
| | 3,45 | 244 |
| | 4,6 | 32 |
| | 5,75 | 9 |
| | 6,9 | 1 051 |
| Tarifa tri-horária | 1,15 | 0 |
| | 2,3 | 0 |
| | 3,45 | 0 |
| | 4,6 | 0 |
| | 5,75 | 0 |
| | 6,9 | 3 |
| Energia ativa | | (MWh) |
| Tarifa simples ≤2,3kVA | | 406 |
| Tarifa simples | | 50 715 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 2 561 |
| | Horas de vazio | 1 300 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 2 |
| | Horas cheias | 5 |
| | Horas de vazio | 5 |

12 PERFIS DE CONSUMO

O cálculo das tarifas pressupõe uma discriminação das quantidades de energia entregues, tanto a clientes do comercializador de último recurso como a clientes no mercado liberalizado, em quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio) e em duas estações (período seco, trimestres II e III, e período húmido, trimestres I e IV). Nas situações em que a informação de quantidades não satisfaz esta discriminação, é necessário recorrer a diagramas de carga tipo para estimar a parte desconhecida.

No caso das opções tarifárias em BTE, já não há necessidade de recorrer a diagramas de carga tipo, pois desde 2018 que a totalidade das quantidades, além de serem discriminadas nos quatro períodos horários, passaram também a ser diferenciadas entre período seco e período húmido.

Quanto às opções tarifárias de BTN, os contadores têm uma discriminação de, no máximo, três períodos horários, pelo que a informação sobre as quantidades não tem o nível de discriminação 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 dos consumidores padrão de cada uma das opções tarifárias de BTN.

Até 2017, os clientes BTN eram segmentados em três perfis (A, B e C), tendo por base a potência contratada e o nível de consumo (conforme Quadro 12-1) e independentemente do número de períodos horários.

Quadro 12-1 - Segmentação de consumidores em BTN nos perfis de consumo tipo A, B e C

| Perfil | Potência contratada (kVA) | Energia (kWh/ano) |
|--------|---------------------------|-------------------|
| A | > 13,8 | qualquer |
| B | ≤ 13,8 | > 7140 |
| C | ≤ 13,8 | ≤ 7140 |

Em fevereiro de 2017, a EDP Distribuição apresentou um estudo relativo aos perfis BTN com multi-tarifa, que passou a diferenciar os clientes BTN também de acordo com a opção tarifária (simples, bi-horária ou tri-horária). No caso dos clientes com tarifa simples, o estudo manteve a diferenciação anteriormente

existente entre perfis A, B e C. No caso específico dos clientes com tarifa tri-horária, foi ainda feita uma diferenciação em função da potência contratada (potência contratada superior a 20,7 kVA e potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA). Os perfis de consumo tipo deste estudo serviram como base para o cálculo das quantidades, quer para consumidores no Mercado Livre quer do Comercializador de Último Recurso, até ao exercício tarifário anterior.

Este ano, procede-se a uma atualização desses perfis, com base nos diagramas de consumo, por opção tarifária, para os clientes BTN, construídos pela EDP Distribuição no âmbito do estudo de caracterização e atualização da amostra de clientes em BTN, de junho de 2020.

Estes diagramas reportam ao período entre 1 de abril de 2019 e 31 de março de 2020 e são diferenciados entre tarifa simples, bi-horária e tri-horária. Cada uma das figuras seguintes (Figura 12-1 à Figura 12-3), apresenta duas semanas, uma do período húmido e outra do período seco, o que permite observar as diferenças no comportamento do consumo entre esses dois períodos, para as diferentes opções tarifárias.

Figura 12-1 - Perfil de consumo para BTN Simples

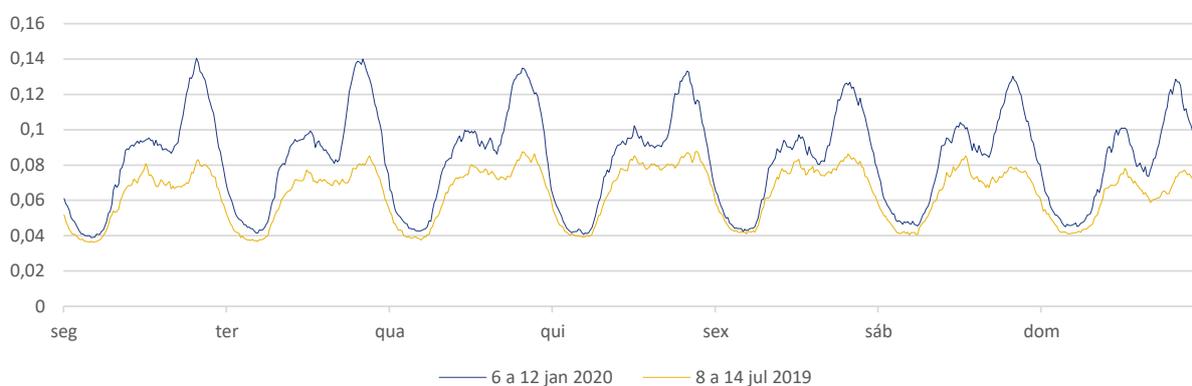


Figura 12-2 - Perfil de consumo para BTN Bi-horária

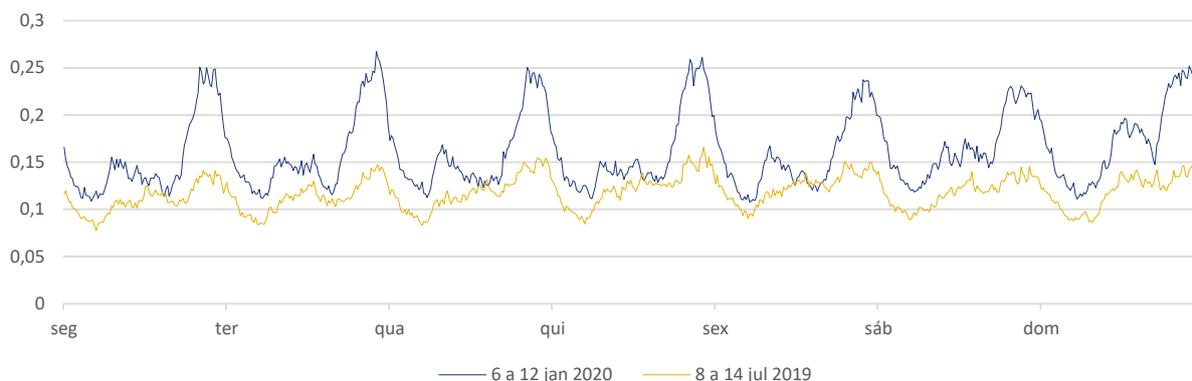
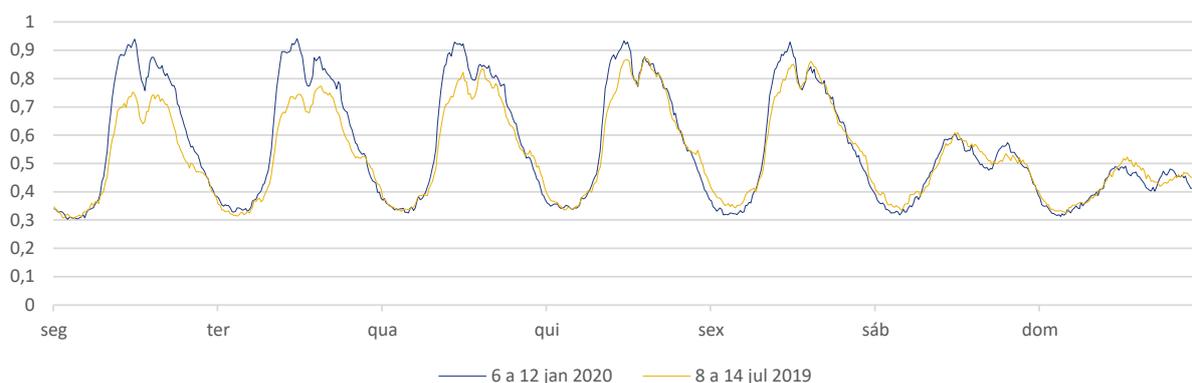


Figura 12-3 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária



Em seguida apresentam-se os diagramas de carga considerados para a tipificação dos consumos para cada opção tarifária em BTN, determinados com base na informação referida anteriormente e considerando um ciclo semanal sem feriados. As estruturas de quantidades obtidas são utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

12.1 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN TRI-HORÁRIA

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária resultante da informação atualizada, apresenta as estruturas de consumos dos Quadro 12-2 e Quadro 12-3. Os Quadro 12-2 e Quadro 12-3 são utilizados tanto para a BTN Tri-horária < como para a BTN Tri-horária >.

Quadro 12-2 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária

| BTN 3H | Vazio Normal | Super Vazio |
|-----------------|--------------|-------------|
| Período I, IV | 33% | 16% |
| Período II, III | 35% | 17% |

Quadro 12-3 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária

| BTN 3H | Ponta | Cheias | Vazio |
|-----------------|-------|--------|-------|
| Período I, IV | 59% | 48% | 49% |
| Período II, III | 41% | 52% | 51% |

12.2 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN BI-HORÁRIA

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Bi-horária resultante da informação atualizada apresenta as estruturas de consumos dos Quadro 12-4, Quadro 12-5 e Quadro 12-6.

Quadro 12-4 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária

| BTN 2H | Ponta | Cheias |
|-----------------|-------|--------|
| Período I, IV | 14% | 40% |
| Período II, III | 7% | 39% |

Quadro 12-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária

| BTN 2H | Vazio Normal | Super Vazio |
|-----------------|--------------|-------------|
| Período I, IV | 38% | 17% |
| Período II, III | 32% | 14% |

Quadro 12-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária

| BTN 2H | Ponta | Cheias | Vazio |
|-----------------|-------|--------|-------|
| Período I, IV | 67% | 50% | 54% |
| Período II, III | 33% | 50% | 46% |

12.3 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN SIMPLES

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Simples resultante da informação atualizada apresenta a estrutura de consumos do Quadro 12-7.

Quadro 12-7 - 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% | 25% | 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 E-Redes, na qualidade de operador da RND, e a REN – Rede Eléctrica Nacional (REN), na qualidade de operador da RNT, enviaram propostas de fatores de ajustamento para perdas relativos às suas redes.

Após análise das propostas enviadas pela E-Redes e pela REN, e sublinhando a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, a ERSE valida a proposta da REN, que apresenta uma ligeira redução, e no caso da E-Redes mantém em vigor para 2021 os fatores de ajustamento para perdas que vigoraram em 2020.

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 2021 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 |
| V_{MAT}^h | 1,22 | 1,21 | 1,24 | 1,24 |
| $V_{AT/RNT}^h$ | 1,63 | 1,61 | 1,66 | 1,65 |
| V_{AT}^h | 1,62 | 1,46 | 1,21 | 1,01 |
| V_{MT}^h | 4,72 | 4,15 | 3,36 | 2,68 |
| V_{BT}^h | 9,68 | 8,69 | 7,46 | 4,56 |

Para o ano de 2021 os fatores de ajustamento para perdas por nível de tensão com desagregação tetra-horária, convertidos para uma estrutura bi-horária são os apresentados no Quadro 13-2.

Quadro 13-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária

| (%) | Períodos horários (h) | |
|----------------|-----------------------|-------|
| | Fora de Vazio | Vazio |
| V_{MAT}^h | 1,21 | 1,24 |
| $V_{AT/RNT}^h$ | 1,61 | 1,66 |
| V_{AT}^h | 1,49 | 1,14 |
| V_{MT}^h | 4,27 | 3,12 |
| V_{BT}^h | 8,97 | 6,30 |

No Quadro 13-3 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas acumulados para 2021 (integram as perdas da rede do nível de tensão de entrega e as perdas nas redes de montante) convertidos para uma estrutura bi-horária.

Quadro 13-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária

| (%) | Períodos horários | |
|-----|-------------------|-------|
| | Fora de Vazio | Vazio |
| AT | 3,13 | 2,81 |
| MT | 7,53 | 6,02 |
| BT | 17,18 | 12,70 |

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 2021.

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

Conforme indicado na proposta de fatores de ajustamento a vigorar para o período regulatório 2018-2020, prolongado extraordinariamente até 2021 nos termos do Regulamento n.º 496/2020 de 26 de maio, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

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

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

Quadro 13-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores

| Ilha | (%) | Períodos horários (h) | | | |
|-----------|------------|-----------------------|--------|-------|-------------|
| | Fator | Ponta | Cheias | Vazio | Super vazio |
| S. Maria | V_{MT}^h | 1,28 | 1,21 | 1,16 | 1,05 |
| S. Miguel | V_{AT}^h | 0,27 | 0,27 | 0,28 | 0,30 |
| | V_{MT}^h | 1,26 | 1,25 | 1,19 | 1,19 |
| Terceira | V_{MT}^h | 1,99 | 1,93 | 1,66 | 1,50 |
| Graciosa | V_{MT}^h | 0,44 | 0,42 | 0,38 | 0,34 |
| S. Jorge | V_{MT}^h | 2,03 | 1,86 | 1,59 | 1,34 |
| Pico | V_{MT}^h | 3,20 | 3,09 | 2,88 | 2,55 |
| Faial | V_{MT}^h | 1,16 | 1,14 | 1,00 | 0,88 |
| Flores | V_{MT}^h | 0,44 | 0,43 | 0,39 | 0,35 |
| Corvo | V_{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 2021, resultado de um estudo efetuado pela empresa para as ilhas da Madeira e de Porto Santo.

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

Conforme indicado na proposta de fatores de ajustamento a vigorar para o período regulatório 2018-2020, prolongado extraordinariamente até 2021 nos termos do Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

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

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

Quadro 13-5 - 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 |